

CONTROLE COORDENADO DE TENSÃO E POTÊNCIA REATIVA

Dissertação apresentada à Universidade Federal de Engenharia de Itajubá como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica

Área de Concentração:
Sistemas Elétricos de Potência

Orientador:
Prof. Dr. Antônio Carlos Zambroni de Souza

Co-Orientador:
Prof. Benedito Isaias de Lima Lopes

Valério Oscar de Albuquerque

Itajubá, Dezembro de 2002

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Mauá –
Bibliotecária Margareth Ribeiro- CRB_6/1700

A345c

Albuquerque, Valério Oscar de
*Controle coordenado de tensão e potência reativa /
por
Valério Oscar de Albuquerque ; orientado por Antônio
Carlos
Zambroni de Souza e co-orientado por Benedito Isaías
de Lima
Lopes. -- Itajubá, MG : UNIFEI, 2002.
120 p. il.*

Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Itajubá.

1. Estabilidade de tensão. I. Souza, Antônio Carlos Zambroni
de Souza, orient. II. Lopes, Benedito Isaías de Lima, co-orient.
III. Universidade Federal de Itajubá. IV. Título.



Ministério da Educação
UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
Criada pela Lei nº 10.435, de 24 de abril de 2002

ANEXO I

PRONUNCIAMENTO DA BANCA EXAMINADORA

A Banca Examinadora, abaixo assinada, nomeada pela Portaria nº 457, de 19 de Dezembro de 2002, considerando o resultado do Julgamento da Prova de Defesa Pública da Dissertação de Mestrado intitulada: **"Controle Coordenado de Tensão e Potência Reativa"** apresenta pronunciamento no sentido de que o Coordenador dos Cursos de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Itajubá solicite ao DRA (Departamento de Registro Acadêmico) a expedição do título de **Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica, na Área de Concentração Sistemas Elétricos de Potência**, satisfeitas as demais exigências regimentais, a **Valério Oscar de Albuquerque**.

Itajubá, 19 de Dezembro de 2002.


Prof. Dr. Maria Helena Murta Valle
1º Examinador - UFMG


Prof. Dr. Claudio Ferreira
2º Examinador – UNIFEI


Prof. Dr. Antônio Carlos Zamboni de Souza
3º Examinador-UNIFEI – (Orientador)



Ministério da Educação
UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
Criada pela Lei nº 10.435, de 24 de abril de 2002

A N E X O II

FOLHA DE JULGAMENTO DA BANCA EXAMINADORA

Titulo da Dissertação: "Controle Coordenado de Tensão e Potência Reativa"

Autor: Valério Oscar de Albuquerque

JULGAMENTO

Examinadores	Conceito		Rubrica
	A = Aprovado	R = Reprovado	
1º	A		Maria Valle
2º	A		CF
3º	A		

Observações:

- 1) O Trabalho será considerado Aprovado se todos os Examinadores atribuírem conceito A.
- 2) O Trabalho será considerado Reprovado se forem atribuídos pelos menos 2 conceitos R.
- 3) O Trabalho será considerado Insuficiente (I) se for atribuído pelo menos um conceito R. Neste caso o candidato deverá apresentar novo trabalho. A banca deve definir como avaliar a nova versão da Dissertação.

Resultado Final: A ou seja, APROVADO

Observações: _____

Itajubá, 19 de Dezembro de 2002.

Maria Helena Murta Valle
Prof.ª Dna. Maria Helena Murta Valle
1º Examinador - UFMG


Prof. Dr. Cláudio Ferreira
2º Examinador - UNIFEI


Prof. Dr. Antônio Carlos Zambroni de Souza
3º Examinador-UNIFEI - (Orientador)

Dedico este trabalho ao meu Deus por suas bênçãos através do carinho dos meus pais Oscar e Carmita, a minha esposa Vânia pelo carinho e motivação, e aos meus queridos filhos Priscila, Samara e Caio César pela compreensão.

AGRADECIMENTOS

Agradeço ao meu Senhor e Deus, pois bem sei “que todas as coisas contribuem para o bem daqueles que o amam” e Ele me tem abençoado com uma família, com irmãos em Cristo e amigos que muito tem contribuído para a realização dos meus sonhos.

À minha amada esposa Vânia pelo apoio, carinho e compreensão em mais uma etapa de nossas vidas, pois é a maior incentivadora deste trabalho desde o tempo em que morávamos em Itajubá.

Aos meus filhos Priscila, por sua compreensão e carinho, a Samara pela sua forma meiga de carinho e ao Caio César pelas vezes em que deixamos de jogar bola.

Ao professor e amigo Antônio Carlos Zambroni de Souza pelo incentivo e pelas suas palavras de afirmação “vai dar certo Valério”, além de sua dedicação e profissionalismo nas questões da vida acadêmica.

Ao amigo e companheiro Benedito Isaias de Lima Lopes pela ajuda, paciência e valiosa contribuição na elaboração de uma ferramenta de análise quase dinâmica.

À professora Maria Helena Murta Vale pela amizade e incentivo nos momentos de decisão.

Ao Amauri Reigado pela sua amizade, por ter acreditado e incentivado, o que tornou possível à realização deste trabalho.

Aos meus amigos e colegas da CEMIG, cujo apoio e incentivo foram importantes na realização deste trabalho, especialmente, Anderson, Antônio César, Alécio, Cleber Esteves, Daniel, Gercina, Jorginho, José Roberto, José Cleber, José Carlos, Pedrinho, Rodnei, Valdério, Valter e a todos que contribuíram de alguma forma na elaboração deste texto.

Aos colegas e funcionários do PPG, especialmente ao Carlos Ayres, Cristina e Débora, que sempre foram prestativos e atenciosos.

CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO	1
1.1 – Considerações Iniciais	1
1.2 – Motivação do Trabalho	2
1.3 – Estrutura do Trabalho	3
1.4 – Contribuições	4
CAPÍTULO 2 – REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	6
2.1 – Introdução.....	6
2.2 – Conceitos e Definições	6
2.3 –Estabilidade em Sistemas Elétricos de Potência	10
2.3.1 – Estabilidade Angular	11
2.3.2 – Estabilidade de Tensão	12
2.4 – Evolução das Pesquisas.....	14
2.5 – Elementos de Influência no Controle	17
2.5.1 – Geradores.....	17
2.5.2 – Linhas de Transmissão.....	19
2.5.3 – Transformadores com Mudança de Tape	19
2.5.4 – Load Drop Compensator - LDC	20
2.5.5 – Regulador de Tensão	21
2.5.6 – Compensação de Potência Reativa.....	21
2.5.7 – Carga	29
2.6 – Benefícios de uma Coordenação de Potência Reativa.....	33
2.7 – Conceitos Básicos de Estabilidade de Tensão	34
2.7.1 – Instabilidade de Tensão de Médio Termo.....	35
2.7.2 – Métodos de Análise de Estabilidade de Tensão.....	36
2.8 – Considerações Finais	38
CAPÍTULO 3 – ANÁLISE DE ESTABILIDADE DE TENSÃO.....	39
3.1 – Introdução.....	39
3.2 – Conceitos Matemáticos.....	39
3.2.1 – Máxima Transferência de Potência.....	40
3.2.2 – Máxima Transferência de Potência – Matriz Jacobiana.....	43
3.3 – Bifurcação.....	45
3.3.1 – Sela-nó	45
3.3.2 – Sela-nó em Sistemas de Potência.....	46
3.4 – Métodos para Identificação do Ponto de Colapso.....	49
3.4.1 – Autovalores.....	50
3.4.2 – Valores Singulares.....	50
3.4.3 – Determinante do Jacobiano Reduzido	51
3.4.4 – Família de Função Teste	52
3.4.5 – Vetor Tangente	52
3.5 – Ações de Controle	53
3.6 – Considerações Finais	53

CAPÍTULO 4 – ESTABILIDADE DE LONGO TERMO EM SEP	55
4.1 – Introdução	55
4.2 – Elementos que Interferem na Estabilidade	56
4.2.1 – Máquina Síncrona	56
4.2.2 – Motor de Indução	63
4.2.3 – Comutadores de Tape Sob Carga - LTC	66
4.3 – Modelo Quase Dinâmico	69
4.4 – Ações de Controle	72
4.4.1 – Chaveamento de Compensação de Potência Reativa	72
4.4.2 – Comutação de Tape Sob Carga - LTC	73
4.4.3 – Redespacho de Potência Reativa	77
4.4.4 – Controle Secundário	79
4.4.5 – Corte de Carga	80
4.5 – Considerações Finais	82
CAPÍTULO 5 – APLICAÇÃO DA FERRAMENTA QUASE-DINÂMICA	85
5.1 – Introdução	85
5.2 – Sistema Elétrico	86
5.2.1 – Características do Sistema Elétrico	87
5.2.2 – Controles	88
5.3 – Simulações e Resultados	89
5.3.1 – Sistema CEMIG	91
5.3.2 – Sistema de 57 Barras do IEEE	97
5.4 – Considerações Finais	102
CAPÍTULO 6 – CONCLUSÕES FINAIS E DESENVOLVIMENTOS FUTUROS	104
6.1 – Conclusões Finais	104
6.2 – Desenvolvimentos Futuros	105
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	106
ANEXO I	113

Figura 2.1: Fenômenos Dinâmicos em SEP	10
Figura 2.2: Classificação da Estabilidade em SEP	11
Figura 2.3: Curva de Capacidade	18
Figura 2.4: Diagrama de Blocos do RAT	19
Figura 2.5: Circuito Básico do SVC	25
Figura 2.6: Circuito Básico do TCSC	25
Figura 2.7: Circuito Básico do STATCOM	26
Figura 2.8: Circuito Básico do UPFC	27
Figura 2.9: Comportamento das Cargas com a Tensão	32
Figura 2.10: Variação da Tensão na Carga em Função de sua Potência Efetiva.....	33
Figura 2.11: Sistema de Transmissão Simplificado	34
Figura 2.12: Curva P x V.....	35
Figura 3.1: Sistema Simplificado	40
Figura 3.2: Teorema da Máxima Transferência de Potência	41
Figura 3.3: Máxima transferência de Potência em Função do FP da Carga.....	42
Figura 3.4: Curva V x θ	43
Figura 3.5: Sistema Simplificado de 3 Barras	47
Figura 4.1: Modelo clássico da MS.....	57
Figura 4.2: Circuito Elétrico Equivalente da MS.....	58
Figura 4.3: Circuito Equivalente da MI.....	63
Figura 4.4: Sistema com LTC	66
Figura 4.5: Característica da carga sob efeito do LTC	68
Figura 4.6: Estabilidade de Tensão de Médio Termo	71
Figura 4.7: Estratégia de Compensação/Controle de Tensão	73
Figura 4.8: Estabilidade de Tensão de Médio Termo	74
Figura 4.9: Esquema de Controle Secundário	80
Figura 5.1: Regiões Sistema CEMIG.....	87
Figura 5.2: Sistema Elétrico Região Norte.....	88
Figura 5.3: Fluxograma Modelo Quase-Dinâmico	90
Figura 5.4: Tensão Barras Críticas	93
Figura 5.5: Tensão SE Várzea da Palma.....	94
Figura 5.6: Índice de Vetor Tangente	95
Figura 5.7: Índice de Vetor Tangente com Bloqueio do LTC	96
Figura 5.8: Tensão SE Várzea da Palma com Bloqueio do LTC	97
Figura 5.9: Índice de Vetor Tangente com Bloqueio do LTC	99
Figura 5.10: Tensão nas barras 14 e 29.....	100
Figura 5.11: Tensão na barra 31 durante as ações de controle	102
Tabela 2.1: Soluções para os Problemas de Tensão	28

RESUMO

Em todo o mundo, o fenômeno de colapso de tensão vem provocando consequências drásticas na operação segura dos Sistemas Elétricos de Potência. Verificam-se que, fatores como as restrições ambientais e econômicas, além do processo de desregulamentação do setor, têm levado os sistemas a operarem em condições de risco de instabilidade de tensão. Diante disso, tornam-se mais complexas as ações de planejamento e operação desses sistemas.

Com a postergação dos investimentos em expansão, para os sistemas de transmissão e distribuição, os recursos de controle de tensão estão sendo utilizados em suas condições limites. Nesse cenário, o controle de tensão e a compensação de potência reativa passam a desempenhar um papel ainda mais importante, face aos riscos de uma degradação incontrolável do perfil de tensão e do esgotamento desses recursos.

Tradicionalmente, as análises de estabilidade de tensão têm sido realizadas por ferramentas estáticas, cujos resultados podem implicar falsos diagnósticos ou interpretações errôneas sobre o fenômeno. Um passo importante para a evolução dessas análises é a incorporação das dinâmicas mais relevantes no processo de instabilidade de tensão. A proposta deste trabalho é validar uma nova metodologia para se estudar o problema de colapso de tensão através de um modelo quase-dinâmico, onde são incorporadas as dinâmicas dos elementos de controle de tensão do sistema.

Os resultados obtidos demonstram a validade da metodologia proposta, além de apresentar uma visão valiosa para os planejadores e operadores, no que se refere aos índices de segurança e confiabilidade dos sistemas elétricos de potência.

ABSTRACT

Worldwide, the Voltage Collapse phenomenon are provoking drastic consequences in the reliable operation of the Electric Power Systems. It can be noted that environmental and economic restrictions, besides of the deregulation process, have been taking the Power Systems to operate into a risk condition as far as voltage instability is concerned. In that situation the planning and operation actions become much more complex.

The postponement of investments in the expansion of transmission and distribution systems has been responsible for using the voltage control resources in its limit conditions. In this scenario the voltage control and reactive power compensation play an extremely important role in view of uncontrolled degradation of the voltage profile and exhaustion of these resources.

Traditionally, the voltage stability analysis have been made by static models that results in false diagnosis or erroneous interpretation about the phenomenon. An important step to the evaluation of these analysis is the incorporation of the most relevant dynamics in the voltage instability process. The proposal of this thesis is to present and validate a new methodology for studying the voltage collapse problem by a quasi-dynamic model which incorporates the dynamics of the elements responsible for the voltage control.

The results achieved show that the methodology presented here is valid and present an valuable tool for planning and operations engineers as far as the safety and reliability indexes of the electric power systems are concerned.

The results achieved, besides showing that the methodology is a valid one, also present an valuable tool for planning and operations engineers as far as the safety and reliability indexes of the electric power systems are concerned.

CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO

1.1 – Considerações Iniciais

Os Sistemas Elétricos de Potência (SEP) brasileiro e mundial, por definição, devem operar de forma ininterrupta e confiável para atendimento ao consumidor final. Para permitir estes índices de qualidade e continuidade o sistema elétrico deve operar em condições adequadas de tensão e frequência [KUNDUR97]. Os sistemas são normalmente dimensionados com sua capacidade de transmissão limitada, principalmente, pela estabilidade angular dos geradores e limite térmico dos elementos. A maioria dos sistemas opera com níveis tais de carregamentos, que as próprias linhas de transmissão contribuem para a compensação de potência reativa, ou no máximo, absorvem uma pequena parcela de potência reativa.

O cenário elétrico brasileiro passa por mudanças com a desregulamentação, o que tem inserido novas variáveis ao processo. O princípio que tem regido a nova reestruturação é a competição nos negócios de geração e comercialização, mantendo os negócios de transmissão e distribuição altamente regulados. Com isto, a tônica é o investimento em novas gerações e atração de novos consumidores. A competitividade proposta é altamente positiva, do ponto de vista do consumidor, pois visa redução dos preços finais. Esse arranjo regulatório contribui para aumentar a complexidade da operação do sistema, visto que o número de agentes aumenta, e também os conflitos e interesses econômicos. Tornando-se complexas as análises técnicas de comportamento desse sistema.

Nos sistemas interligados distúrbios de pequeno porte no ciclo diário de carga, e os de grande porte, como saídas de geradores e linhas de transmissão, afetam de maneira global o sistema elétrico. Obviamente, áreas próximas aos eventos são mais sensíveis que aquelas mais distantes, mas nem por isso são menos susceptíveis a desligamentos devido à atuação dos esquemas de proteção frente a uma excursão rápida, porém suficiente para sensibilizar e atuar a proteção. Essas situações são muitas vezes inesperadas, mas inerentes aos grandes sistemas interligados.

Esta evolução do SEP vem aumentando a complexidade das ações de planejamento e operativas. Com relação às questões relativas ao controle de tensão e potência reativa, tem se elevado o risco de degradação dos sistemas, em função do esgotamento dos recursos de controle de tensão, tendo levado em algumas situações à adoção de medidas drásticas como o corte de carga. Os recursos de controle e compensação de potência reativa estão sendo utilizados em condições limites, em face de postergação de investimentos necessários à transmissão/distribuição.

Na tentativa de se avaliar o comportamento dos sistemas elétricos frente aos diversos impactos que possam ocorrer, muitos estudos e ferramentas de análise têm sido desenvolvidos com o intuito de permitir um melhor entendimento dos fenômenos e solução dos mesmos, tanto na fase de planejamento como na de operação.

Em síntese, as restrições ambientais, incertezas econômicas, desregulamentação e carregamento do sistema podem levar o SEP a operar em condições de risco de segurança quanto à instabilidade de tensão. Nesta perspectiva, os estudos de estabilidade de tensão têm recebido enfoque especial nos últimos anos por parte das empresas de energia elétrica, centros de pesquisa e universidades. O conhecimento mais profundo do fenômeno, como definições de critérios de análise e o desenvolvimento de ferramentas computacionais robustas para aplicação do **controle coordenado de tensão e potência reativa**, possibilitando ao engenheiro de sistemas expandir e operar o SEP com segurança considerando os aspectos de viabilidade econômica.

1.2 – Motivação do Trabalho

Analisando a literatura técnica verifica-se que nos últimos anos muitos trabalhos têm sido publicados demonstrando a importância do problema de estabilidade de tensão e as diversas ocorrências ao redor do mundo e mostram que o problema pode ter sérias conseqüências [Clark89, IEEE90, Prada90], tais como queda elevada do perfil de tensão ou instabilidade dinâmica. Como o sistema tem operado em condições severas, a capacidade de se manter um sistema estável do ponto de vista de tensão tem se tornado de interesse, e medidas eficazes para melhorar o controle tensão e potência reativa

devem ser tomadas. Ações de controle efetivas devem ser adotadas, caso contrário aumentos sucessivos de carga podem levar o sistema para área de instabilidade.

Sabe-se da aplicação de sistemas de controle coordenado de tensão e potência reativa em países como França e Itália com ganhos significativos em termos de segurança em relação à estabilidade de tensão. Contudo, a aplicação de ferramenta computacional para análise do controle coordenado de tensão e potência reativa, que seja compatível com os critérios de operação e o grau de segurança que se deseja adotar no sistema elétrico brasileiro, ainda não se tem disponível nas áreas de planejamento do setor.

A proposta deste trabalho é de aplicação de uma ferramenta para se avaliar o **controle coordenado de tensão e potência reativa**. A decisão do desenvolvimento desta proposta é motivada pela carência de ferramentas computacionais para avaliar a estabilidade de tensão. Apesar da existência do EUROSTAG, verifica-se dificuldade de aplicação em sistema predominantemente hidráulico e com grandes extensões como o brasileiro. Espera-se que esta proposta sirva como base não só para o planejamento como para a operação e que possa contribuir para avaliação do controle coordenado de tensão e potência reativa, resguardando o sistema de incidentes de instabilidade de tensão.

1.3 – Estrutura do Trabalho

Este trabalho está estruturado em 6 capítulos, referências bibliográficas e um anexo. O capítulo 2 apresenta uma revisão bibliográfica, destacando-se as definições, a classificação da estabilidade de tensão quanto à sua duração, alguns conceitos básicos relacionados ao fenômeno, um quadro evolutivo dos equipamentos e controles aplicados à solução ou mitigação dos impactos causados pelo colapso de tensão e um cenário típico de um colapso de tensão.

No capítulo 3 é apresentada a análise da estabilidade de tensão. Esse capítulo, que se constitui uma revisão dos métodos de avaliação do colapso de tensão em sistemas de

potência, tem importância fundamental na conceituação da estabilidade de tensão e no auxílio à interpretação dos resultados obtidos nas simulações computacionais.

O capítulo 4 trata da estabilidade de longo termo em sistemas elétricos de potência, destacando-se os principais elementos que atuam dinamicamente no processo de instabilidade, como a máquina síncrona com seus controles e limitadores, a carga (motor de indução), os comutadores de tape sob carga e os reguladores de tensão. Nesta abordagem tem-se um modelo para avaliar, por exemplo, as dinâmicas de longa duração, possibilitando o acompanhamento das dinâmicas de alguns dos elementos de elevada constante de tempo.

No capítulo 5, apresenta-se a aplicação da ferramenta para avaliar o controle de tensão e potência reativa. Desenvolve-se uma aplicação de um caso do sistema real de grande porte e sistema 57 barras do IEEE, para validação desta proposta.

Finalmente, no capítulo 6, são apresentadas as principais conclusões do trabalho e as propostas para os desenvolvimentos futuros. Apresentam-se, em seguida, as referências bibliográficas utilizadas no trabalho e o anexo I, que contém os resultados das simulações do caso teste referente ao sistema CEMIG.

1.4 – Contribuições

O controle secundário de tensão vem sendo estudado pela EDF desde a década de 70 [Noe72,Cotto85,Paul86], enfocando a necessidade de um controle hierárquico de tensão. Nos últimos tempos o assunto tem tido destaque devidos às ocorrências de estabilidade de tensão ao redor do mundo como: Nova Zelândia e Dinamarca - Março /79, Sudeste do Sistema Nordel (Suécia e Dinamarca) - Dezembro/83, Tchecoslováquia - Julho/85, Inglaterra - Maio/86, Sistema Interligado Sul/Sudeste Brasileiro – 97 e outros.

Apesar de não ser um assunto recente, será analisada influência da tensão e potência reativa nos limites de estabilidade de tensão, e a metodologia para se avaliar os controles

em um sistema em relação a uma possível instabilidade de tensão, etc. Dentre as diversas contribuições desse trabalho, pode-se destacar:

- Análise das bibliografias mais recentes sobre o tema controle coordenado de tensão, destacando-se as ferramentas e os métodos para avaliação da estabilidade de tensão;
- Aplicação de uma ferramenta de estabilidade de longo termo para avaliar o controle de tensão e potência reativa em sistemas elétricos de grande porte, servindo de base para a aplicação no sistema interligado brasileiro. Espera-se contribuir para reduzir as dificuldades de se avaliar a instabilidade de tensão em nosso país, e que possa também contribuir, acrescentando essa metodologia ao material bibliográfico existente.

CAPÍTULO 2 – REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 – Introdução

A revisão bibliográfica mostra a evolução do tema ao longo dos anos e permite um aprendizado valioso com as experiências arduamente estudadas. Descobrem-se verdadeiras relíquias devido a genialidade e perspicácia dos pesquisadores que sem ferramentas e modelos adequados dos fenômenos propuseram soluções que atendessem os problemas de filosofia de controle coordenado de tensão e compensação reativa.

No primeiro artigo sobre o tema de controle de tensão, de autoria de C. Noe intitulado de “Le Reglage Automatique de la Tension du Réseau de Transport d’EdF”, publicado em Maio de 1972, até os mais recentes, observa-se a preocupação de apresentar propostas de um sistema de controle em níveis hierárquicos, com a visão de aplicação do controle secundário de tensão coordenado. A grande preocupação daquele momento [Noe72] era a vulnerabilidade do SEP quanto às variações de tensão em redes pouco malhadas e com longas distâncias de transmissão, reconhecendo a instabilidade de tensão como um fenômeno complexo e de natureza dinâmica, além de provocar efeitos danosos à operação do sistema elétrico.

Na elaboração deste capítulo procurou-se pesquisar vários trabalhos com a finalidade de se obter os principais conceitos e definições, as classificações dos tipos de estabilidade de tensão e angular, e evolução dos sistemas de controles e equipamentos aplicados na avaliação do controle coordenado de tensão e potência reativa. No final observa-se a evolução da pesquisa com a distinção de métodos para aplicação em sistemas com características predominantemente térmica, como França e Itália, e hidráulica.

2.2 – Conceitos e Definições

A maioria dos livros técnicos abordam o tema apenas nos aspectos básicos, relacionando as equações envolvidas no processo e os equipamentos de uso tradicional para controle.

As referências [Taylor94] e [Kundur94] abordam o tema do controle de forma sistêmica. Já [Miller82] aprofunda mais nos conceitos e aplicação do controle de tensão/potência reativa.

Dependendo do país, diferentes definições e conceitos são adotados nas diversas metodologias para se avaliar o controle coordenado de tensão e potência reativa. Para não entrar diretamente no assunto optou-se por iniciar a revisão pelas principais definições e conceitos.

Controle hierárquico

O sistema de controle de tensão é subdividido em três níveis hierárquicos (Primário, Secundário e Terciário) que podem ser definidos por áreas geográficas (local, regional) e por diferentes domínios de tempo (de segundos a vários minutos). Os três níveis caracterizam-se por ações de controles específicas, que influenciam os sistemas de diferentes formas e complexidade, da seguinte maneira:

- Nível Primário - refere-se às ações de controle a nível local, próximo aos equipamentos de controle, e normalmente automático;
- Nível Secundário - função de coordenar os recursos do controle primário, dentro de uma determinada área de controle;
- Nível Terciário - função de otimização, coordenando as ações do controle secundário em termos de economia e confiabilidade a nível sistêmico, fazendo uso de programa de otimização de fluxo de potência.

Os métodos e as ações para o controle de tensão têm três objetivos principais:

1. Qualidade de tensão;
2. Confiabilidade do SEP:
 - Perda de uma linha de transmissão (LT) ou rede de distribuição (RD) não deve perturbar o sistema, e portanto a reserva de potência reativa deve ser adequada;

- Tensões dentro dos limites compatíveis com as especificações dos equipamentos e as faixas consideradas adequadas para atendimento do mercado;
 - Controle distribuído entre os recursos disponíveis, evitando excessos;
 - Coordenação da tensão.
3. Otimização e economia na operação do sistema.

Nó Piloto

Nó piloto ou barra piloto é o nó mais representativo da área controlada, que deve ser escolhido de modo que suas variações de tensão correspondam às flutuações de tensão através da área. As condições básicas para definição de barra piloto ou área de controle são:

- Valor de tensão no nó piloto reflete as variações de todas as tensões da área;
- Existência de potência reativa controlável suficiente na área que seja capaz de regular o perfil de tensão na área de controle;
- Fraco acoplamento entre as áreas de controle, de forma que ações de controle dentro de uma determinada área não interfiram na outra.

Além dessas definições sobre controle, é importante destacar algumas definições relacionadas com estabilidade de tensão definidas conforme em [Cortez01] pelo CIGRÉ e IEEE, e as referências [CIGRÉ93], [CIGRÉ95], [IEEE90], [Taylor94] e [Taylor97].

Estabilidade de tensão

CIGRÉ: um sistema de potência em um dado ponto de operação e sujeito a uma determinada perturbação é estável, sob o ponto de vista da estabilidade de tensão, se as tensões nas cargas das regiões próximas são capazes de atingir novos valores de equilíbrio pós-perturbação. O ponto de operação pós-perturbação está dentro da região de atração do equilíbrio estável.

Estabilidade de Tensão a Pequenas Perturbações

CIGRÉ: um sistema é estável para pequenas perturbações, sob o ponto de vista de tensão, se, para uma pequena variação no ponto de operação, as tensões se mantêm iguais ou muito próximas dos seus valores pré-distúrbio.

Instabilidade de Tensão

IEEE: é um estado de operação do sistema, onde a tensão permanece decaindo de forma brusca ou lenta, e as ações automáticas de controle ou dos operadores não evitam tal decaimento. A instabilidade de tensão pode ser provocada por uma perturbação, por um aumento de carga, ou devido a mudança do ponto de operação do sistema, e o decaimento das tensões pode durar de poucos segundos a vários minutos. Caso o decaimento das tensões se mantenha, ocorrerá uma instabilidade angular, ou mesmo um colapso de tensão.

Colapso de Tensão

IEEE: é o processo no qual a instabilidade de tensão, ou angular, provoca uma degradação no perfil das tensões em uma parte significativa do sistema. Às vezes, somente uma análise pós-perturbação criteriosa pode revelar a causa principal do colapso de tensão.

Segurança de Tensão

IEEE: é a habilidade de um sistema de operar estável e de manter a estabilidade das tensões após a ocorrência de uma contingência ou de uma mudança adversa no ponto de operação do mesmo.

2.3 –Estabilidade em Sistemas Elétricos de Potência

A estabilidade em SEP está associada à capacidade do sistema manter-se em um determinado ponto de operação e atingir um novo ponto operativo sob condições de perturbações [Kundur97], do tipo: perda de linha de transmissão (LT) após um curto-circuito, perda de grandes blocos de carga ou perda de geração, etc. A análise de estabilidade de um sistema elétrico de potência, a identificação dos fatores essenciais que influenciam na instabilidade do sistema e a formação de métodos que melhoram a segurança da operação são melhor entendidas se as diversas formas forem classificadas em diferentes categorias. Estas são baseadas nas seguintes condições [Taranto02]:

- Natureza física da instabilidade;
- Tamanho da perturbação;
- Os equipamentos, os processos e domínio do tempo que devem ser considerados de forma a determinar a estabilidade;
- Método mais apropriado para cálculo ou previsão da estabilidade.

Na figura 2.1 [Taranto02] apresenta os diversos fenômenos dinâmicos que aparecem em sistemas de potência e suas respectivas constantes de tempo.

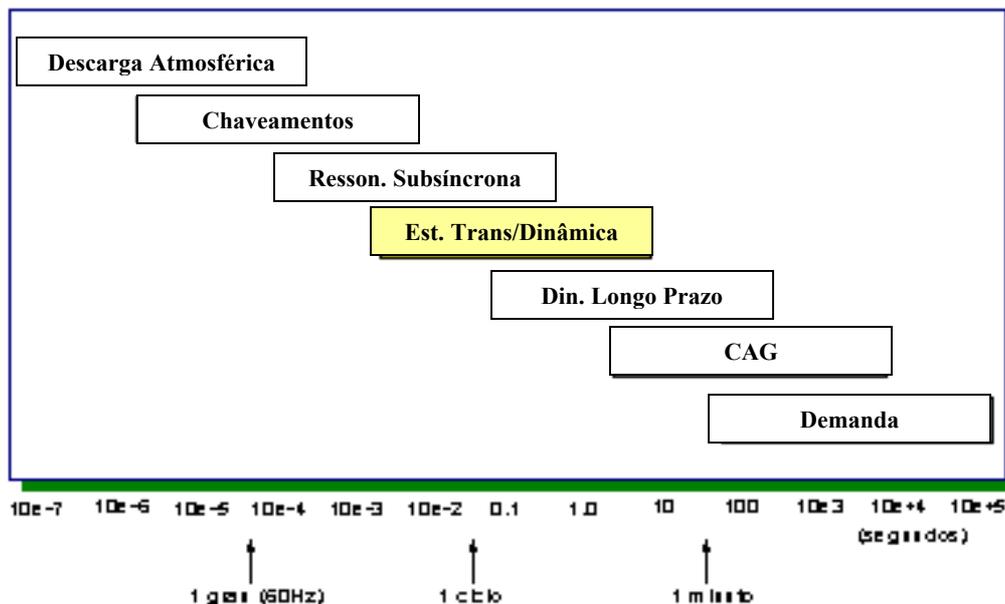


Figura 2.1: Fenômenos Dinâmicos em SEP

A figura 2.2 [Taranto02] apresenta o quadro geral de estabilidade em SEP, identificando suas classes e subclasses em termos das categorias.

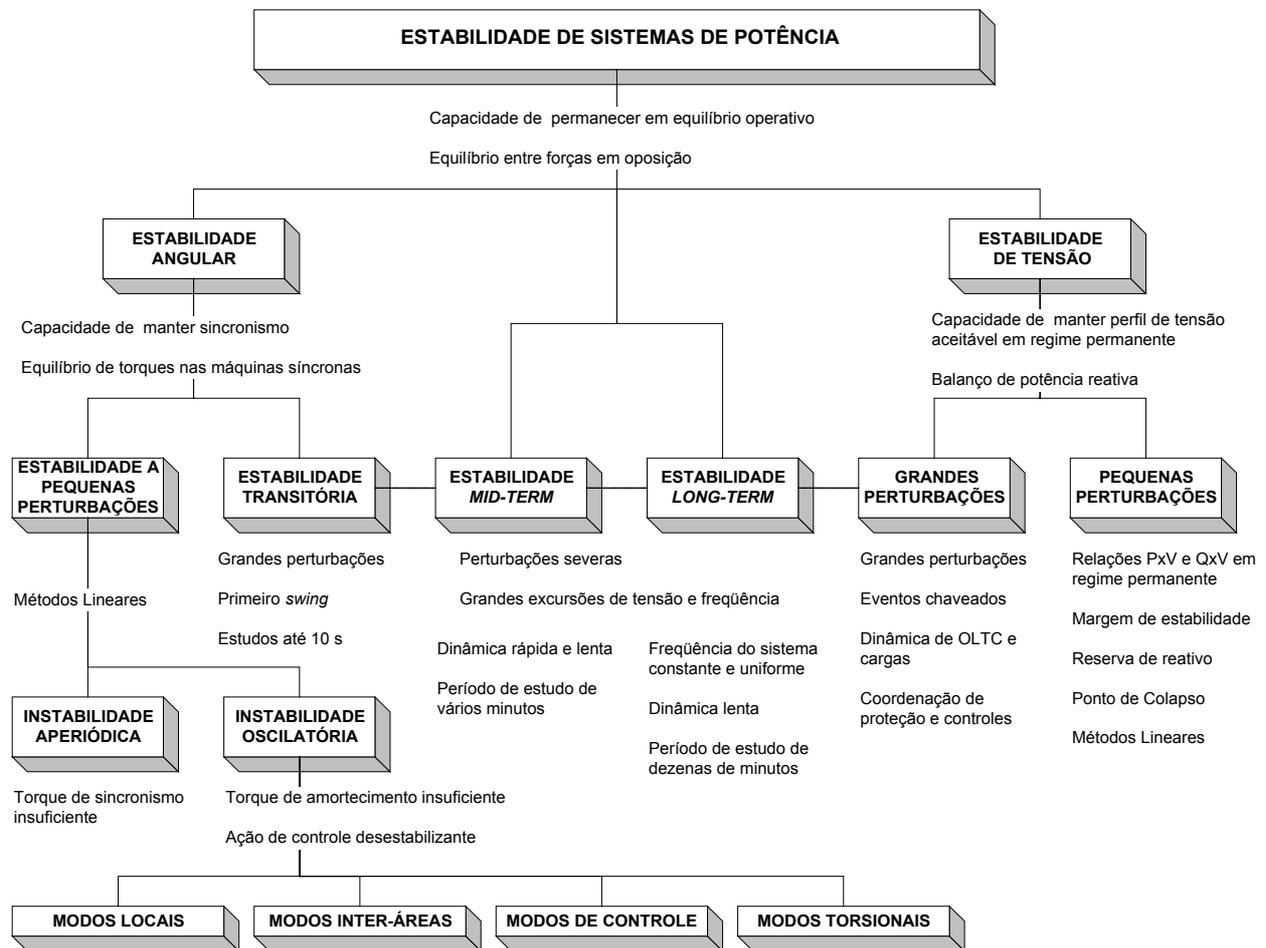


Figura 2.2: Classificação da Estabilidade em SEP

2.3.1 – Estabilidade Angular

A estabilidade angular permite avaliar o sincronismo das unidades geradoras em determinadas condições operativas do sistema. As oscilações eletromecânicas são consideradas juntamente com o comportamento dos geradores frente a estas oscilações. Para facilitar o entendimento do fenômeno de estabilidade angular é usual a classificação do fenômeno em duas categorias.

Estabilidade Angular Frente a Pequenas Perturbações

A estabilidade frente a pequenas perturbações é a habilidade do sistema se manter em sincronismo frente às situações de pequenos impactos. Estas perturbações ocorrem continuamente no sistema devido a pequenas variações de carga e geração. Uma perturbação é considerada suficientemente pequena se não houver considerável perda de precisão quando se analisa o fenômeno através de um modelo linearizado. A natureza da resposta do sistema devido a uma pequena perturbação depende do número de fatores, onde se incluem, entre outros, a condição inicial do sistema, o sistema de transmissão e o tipo dos sistemas de excitação utilizados. A estabilidade depende da existência de duas componentes de torque para a máquina síncrona. A insuficiência de torque de sincronismo resulta na instabilidade aperiódica do ângulo do rotor e a insuficiência do torque de amortecimento resulta numa instabilidade oscilatória do ângulo do rotor. A estabilidade frente a pequenas perturbações está quase sempre relacionada com insuficiência de amortecimento de oscilações.

Estabilidade Angular Frente a Grandes Perturbações

A estabilidade angular frente a grandes perturbações ou estabilidade angular transitória é a habilidade do sistema de potência se manter em sincronismo quando sujeito a uma grande perturbação, como um curto-circuito trifásico e uma perda de um tronco de transmissão. A amplitude de resposta envolve grandes excursões dos ângulos dos rotores, sendo então altamente influenciados pela relação não linear da potência elétrica com o ângulo do rotor. Neste caso, as equações não podem ser linearizadas e as soluções do sistema são obtidas por métodos de resolução de equações diferenciais não-lineares.

2.3.2 – Estabilidade de Tensão

A estabilidade de tensão é a capacidade de um sistema de potência em manter tensões aceitáveis em todas as suas barras, tanto em condições normais, quanto em condições de perturbação [Kundur94]. A instabilidade de tensão surge quando uma ocorrência qualquer leva o sistema a um declínio incontrolável de tensão [Kundur98]. O principal fator

que causa a instabilidade de tensão é a incapacidade do sistema de potência de atender a demanda de potência reativa. Conforme [Taranto02], os principais responsáveis pela ocorrência de instabilidade de tensão são:

- Aumento da carga em LT já bastante carregadas;
- Cargas tipo motor de indução;
- Geradores distantes dos centros de carga;
- Níveis baixos de tensão terminal dos geradores;
- Insuficiência de compensação de potência reativa na carga;
- Operação inadequada dos comutadores de tape sob carga (LTC) e de elementos de proteção;
- Desligamento de elementos, por exemplo, banco de capacitores.

Estabilidade de Tensão a Pequenas Perturbações

Está relacionada com a capacidade do sistema em controlar as tensões nas barras do sistema de potência após uma pequena perturbação, como variações leves de carga ou geração. Neste caso, pode ser estudada com aproximação de regime permanente, utilizando a linearização das equações dinâmicas do sistema para um dado ponto de operação.

Estabilidade Transitória de Tensão a Grandes Perturbações

É a capacidade do sistema em controlar as tensões após uma grande perturbação [Cutsem94] e [Xu94] como perda de LT após um curto-circuito, perda de grandes blocos de carga ou perda de geração. A instabilidade transitória de tensão é devida principalmente à ação de componentes de cargas e equipamentos de controle de dinâmica rápida, tais como motores de indução e elos de corrente contínua, etc.

Este tipo de estabilidade pode ser estudado com auxílio da simulação não linear no domínio do tempo, com a inclusão de modelagem apropriada dos elementos dinâmicos do sistema.

Estabilidade de Médio e Longo Termo

A terminologia é resultado da necessidade de se avaliar os problemas associados com o comportamento dinâmico dos sistemas após severas perturbações, ou ainda, de ocorrências em cascata, com duração mais prolongada.

A estabilidade de médio termo envolve eventos com período de segundos a alguns minutos. Focaliza-se aqui o sincronismo das oscilações de potência entre as máquinas, incluindo efeitos de alguns fenômenos mais lentos, como a ação dos comutadores de tapes de transformadores e limitação de corrente do gerador.

A estabilidade de tensão de longo termo, conhecida também como “transient long-term stability voltage”, envolve grandes perturbações no sistema. Focalizam-se aqui os fenômenos lentos e de longa duração associados às diferenças entre potências ativas e reativas através de atuação de comutadores de tape sobre carga (LTC). Considera-se também característica de cargas termostática e limites de corrente de geradores, compensadores síncronos (CS) e estáticos (CE).

2.4 – Evolução das Pesquisas

Durante a década de 80, os autores Paul, Léost e Tesseron [Paul87] propuseram o controle secundário de tensão aplicado no sistema da EdF (Electricité de France), e que assumia um desacoplamento entre as regiões de controle. Em [Illic95] e [Corsi95] apresentam estratégias de controle de tensão no SEP da EdF e ENEL (Italian Electric Power Company). O projeto é baseado em três níveis hierárquicos do controle de tensão (Primário, Secundário e Terciário) e no procedimento de despacho de potência reativa. Em cada região é escolhido um nó piloto cuja tensão deve ser mantida constante. [Paul89] apresenta os estudos para se conseguir uma determinação automática de áreas e nós pilotos baseada no exame da estrutura da rede, onde são usados conceitos de distância elétrica, teoria da informação, controlabilidade e observabilidade estruturais, ou de forma empírica.

O Controle Secundário de Tensão Coordenado - CST ou CSV “*Coordinated Secondary Voltage Control*” no sistema francês é apresentado em [Illic95], que leva em consideração uma coordenação das ações dos controles regionais através de um controle centralizado. O novo conceito introduzido fez com que as fronteiras, até então bem definidas, entre os níveis secundário e terciário se tornassem imprecisas. Observa-se ainda que a implementação e definição deste dois níveis de controle varia de empresa para empresa.

Em [Vu96] o tema controle de tensão e potência reativa é abordado de uma maneira ampla e traz informações básicas dos principais equipamentos envolvidos no controle. Já em [Overbey98], se tem sugestões de esquemas de ações de controle para o restabelecimento do sistema elétrico em emergências. [Vale99] apresenta um aplicativo para controle automático de tensão – CAT no controle da malha da rede básica do sistema CEMIG.

O controle de tensão e potência reativa na distribuição é proposto em [Baran99], que destaca a importância de um esquema de controle para regular a tensão e potência reativa, ou fator de potência, nas subestações.

No que diz respeito a critérios e procedimentos para compensação reativa e controle de tensão, as referências [Albuquerque99] e [Valadares01] apresentam propostas identificando as necessidades, aplicação de compensação e controles que envolvam as análises no planejamento de sistemas elétricos.

A referência [CIGRÉ02] através da Força Tarefa do CIGRÉ 38.02.23 apresenta uma vasta documentação sobre o tema “Controle Coordenado de Tensão na Rede de Transmissão”, com a evolução, conceitos e exemplos de aplicação [Hecke00].

No sistema elétrico brasileiro as aplicações são ainda em nível acadêmico, como o proposto em [Taranto99] e [Taranto00], que tem o objetivo de avaliar as vantagens e limitações do uso de uma estrutura centralizada no controle de tensão em situações hipotéticas envolvendo o sistema da Área do Rio de Janeiro.

Com relação às publicações referentes a equipamentos que participam do controle, conforme [Taranto99], parece não haver um consenso na literatura abordada e que varia de sistema para sistema. Nos comentários do artigo [Vu96], Carson Taylor questiona se os bancos de capacitores existentes no sistema francês participariam do Controle Secundário de Tensão - CST. Os autores respondem que no sistema francês a compensação é dividida em estágios. No Sistema de Média Tensão (MT) a compensação é feita com bancos de capacitores, e no Sistema EAT a compensação é feita quase que exclusivamente pelos geradores. Enfatizam ainda a desvantagem de utilização de equipamentos de controle discreto, como LTC e banco de capacitores, onde a mudança abrupta do ponto de operação pode causar sobretensões transitórias que interferem no processo produtivo de alguns consumidores industriais.

As referências [Souza02, Souza02a, Souza02b] apresentam uma proposta de controle para equipamentos de dinâmica lenta como LTC. O foco é a determinação do momento de bloqueio de LTC, de forma a garantir a máxima carga recuperada e evitar a deterioração dos níveis de tensão.

Os equipamentos como FACTS (*Flexible AC Transmission System*), que venham a ser utilizados no controle têm um papel fundamental, pois têm a capacidade de variação contínua dentro de faixas operativas [Guimarães02].

Sobre as ferramentas computacionais e matemáticas, encontram-se várias abordagens, como a aplicação usando Lógica Fuzzy para avaliar a estabilidade de tensão entre áreas e o controle tem sido investigado pela Bonneville Power Administration [Taylor00]. Em [Taranto01], tem-se uma aplicação de avaliação do nível hierárquico regional da Área Rio com ênfase para o controle de tensão pelas gerações.

O controle de tensão em um ambiente competitivo é destacado em [Fink98] que ressalta a importância de um controle coordenado do perfil de tensão de um sistema. É dito que diferentes padrões de intercâmbio de energia poderão levar alguns corredores de transmissão a carregamentos elevados. O controle coordenado de tensão se torna portanto, um fator importante na prevenção de afundamentos de tensão ou de colapso.

Em [CIGRÉ02] North American Electric Reliability Council – NERC, nos procedimentos de planejamento III.C.S2, determina-se que os geradores devem manter a tensão de rede e potência reativa de saída requerida pelo operador do sistema dentro da capacidade reativa por unidade. O gerador deve ajustar os tapes dos transformadores elevadores e auxiliares coordenado com o perfil de tensão do sistema elétrico requerido. Esta preocupação pode ser percebida nos Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema [ONS01], que define os critérios de análise para se avaliar eventos de estabilidade de tensão no sistema elétrico brasileiro.

A grande dificuldade para se determinar as ações do controle coordenado de tensão e potência reativa em um sistema de potência, está relacionada com a dificuldade de se compatibilizar ou coordenar os diversos equipamentos no tempo e a condição operativa do sistema num determinado instante. Para se entender estes e outros pontos relevantes sobre o tema, serão desenvolvidos e apresentados durante o trabalho vários conceitos relacionados ao controle.

2.5 – Elementos de Influência no Controle

Os principais elementos que interferem no controle de tensão e potência reativa em um sistema elétrico de potência estão relacionados com o controle de injeção de fluxo de potência reativa. Apresenta-se a seguir uma discussão ao comportamento desses elementos.

2.5.1 – Geradores

Os geradores são responsáveis pelo suprimento da demanda de potência ativa e reativa do sistema elétrico. Estes elementos possuem limitações, curva de capacidade, que influenciam este equilíbrio [Capasso78]. A operação de geradores em condições onde estes limites são violados é indesejável e proporciona atuação da proteção. Neste caso, para se manter condições operativas estáveis, outro gerador deve suprir a demanda. O redirecionamento de outras unidades geradoras para assumir a demanda torna-se

necessário para se evitar o processo de colapso, com os geradores sendo retirados pela proteção.

No estudo de fluxo de potência o gerador é representado com sua tensão terminal controlada, simulando assim o efeito de limitação da potência reativa pelo regulador de tensão. O controle de tensão no gerador objetiva manter o valor da tensão terminal dentro dos valores toleráveis, através de mudança na corrente de campo. A atuação na corrente de excitação do campo dos geradores proporciona a capacidade de gerar (nas condições de sobre-excitação) ou absorver (na condição de sub-excitação) potência reativa do SEP. Os limites dos geradores são apresentados pela curva de capacidade da máquina síncrona, conforme referência [Taranto02], figura 2.3.

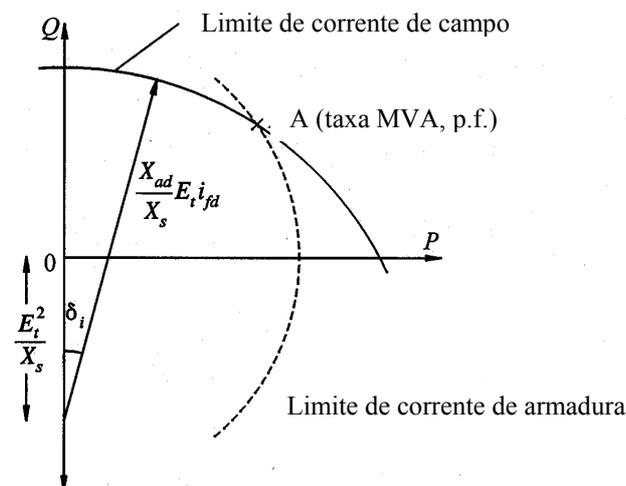


Figura 2.3: Curva de Capacidade

Regulador Automático de Tensão

O regulador automático de tensão - RAT é um controle que procura manter a tensão terminal do gerador ou do compensador síncrono num dado valor de referência [Miller82]. A malha de regulação é do tipo malha fechada através do sistema de excitação do gerador. O requisito básico do sistema de excitação é suprir e ajustar automaticamente a corrente de campo do gerador síncrono, de forma a manter a tensão terminal em um valor de ajuste, para variações na potência de saída, dentro dos limites de capacidade da máquina.

A figura 2.4 mostra o diagrama de blocos simplificado representando a malha de regulação de tensão de um gerador. A tensão terminal (V_t) é comparada com a tensão de referência especificada (V_{Ref}), gerando um sinal de erro (e) que é aplicado no regulador de tensão. O sinal de saída é a tensão de campo E_{fd} , que é aplicada no controle de campo do gerador, ajustando assim a tensão terminal.

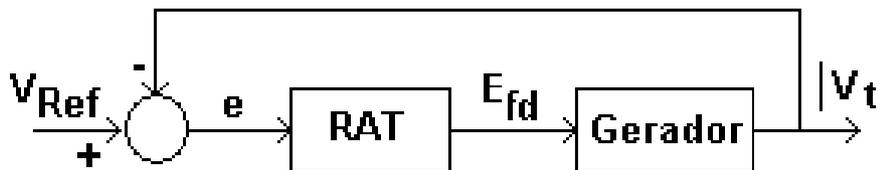


Figura 2.4: Diagrama de Blocos do RAT

2.5.2 – Linhas de Transmissão

Conforme definição clássica, as linhas de transmissão constituem artérias do sistema de energia elétrica. Devido às características próprias a linha de transmissão equivale a um capacitor ou reator, dependente do valor de carregamento da LT. Em condições de carga pesada a corrente é elevada, acima do SIL (Surge Impedance Loading), e a linha consome energia ativa e reativa diretamente proporcional ao quadrado da corrente, enquanto a energia reativa fornecida é diretamente proporcional ao quadrado da tensão. Esta condição é crítica para a estabilidade de tensão, pois as perdas elétricas e a queda de tensão na LT podem atingir níveis elevados. No patamar de carga leve a situação se inverte, abaixo do SIL, com níveis de tensão elevado nas barras terminais. Neste caso a tensão na barra normalmente é controlada por reatores.

2.5.3 – Transformadores com Mudança de Tape

Os transformadores com mudança de tape ou LTC (Line Tap Change) controlam a tensão do sistema elétrico com a mudança de posição do seu tape, que provoca uma redistribuição de fluxo de potência reativa nos lados primário e secundário do transformador. Cada posição do tape corresponde a um determinado número de espiras, normalmente 16 ou 32 steps, ou seja, 1,25% ou 0,625% para cada step, proporcionando

uma variação total de $\pm 10\%$ em relação à tensão nominal. Ao variar a posição do tape, a relação de transformação modifica-se, permitindo assim alteração na tensão terminal. Observa-se ainda que o efeito resultante nas tensões da barra depende de outros fatores, como topologia da rede e distribuição carga/geração.

Os tapes dos transformadores podem ser dos tipos: fixo, sendo necessário desenergização do equipamento para mudança do tape, e tape sobre carga, que atua de forma contínua. Os transformadores com LTC são utilizados em sistemas onde há a necessidade de variações com muita frequência na relação de transformação para o controle diário da tensão na carga. Dentre as diversas limitações para operação deste equipamento destaca-se: número máximo e mínimo de tapes, tempo de comutação, banda morta, número de manobras diárias, número máximo de manobras para intervenção de manutenção e outros.

Conforme as referências [Blanchon87], [Cutsem95], [Cortez01], [Souza02, Souza02a, Souza02b], a atuação do LTC pode contribuir para a instabilidade de tensão. Na tentativa de manter a tensão do lado da carga dentro do valor especificado, este equipamento varia os tapes do transformador à medida que a carga aumenta, correspondendo a um aumento na corrente da rede, provocando assim deterioração do perfil de tensão na carga. O mesmo efeito pode ser percebido em condições de emergências no sistema que levam a uma redução no perfil de tensão. Nestas condições, o efeito da atuação do LTC pode levar o sistema para a região de instabilidade.

2.5.4 – Load Drop Compensator - LDC

O LDC é um dispositivo que permite o sistema controlar a tensão junto à carga, a alguma distância, compensando a queda de tensão na linha. A partir de ajuste da resistência e reatância equivalente da linha, sensibilidade do controle, faz-se com que a tensão seja mais ou menos perceptível para a carga cuja tensão se deseja controlar.

No circuito de controle de tensão dos compensadores síncronos, a utilização de tal dispositivo permite alterar a sensibilidade de percepção de variações de tensão da barra

terminal em que o síncrono está conectado. O objetivo é evitar que o compensador fique excursionando para pequenas variações de tensão.

2.5.5 – Regulador de Tensão

O regulador de tensão – RT é o tipo de equipamento mais usado na regulação de tensão de redes dos sistemas de distribuição. Assim como o transformador com LTC o regulador de tensão, transformador relação 1 x 1, é capaz de manter a tensão na barra controlada, através de comutação de tapes abrangendo uma faixa de $\pm 10\%$ de sua tensão nominal. Normalmente não admite fluxo inverso no caso de conexão de geração ao longo do alimentador. O “hunting” é uma situação crítica deste equipamento que pode acontecer quando conectado numa barra com influência de um gerador, isto é, a cada variação da tensão na barra os dois equipamentos tentarão regular a tensão, ocorrendo um conflito de controles.

2.5.6 – Compensação de Potência Reativa

O SEP deveria operar idealmente conforme [Miller82], com tensão e frequência constantes, livres de harmônicos e com fator de potência unitário, independente das características e dimensões da carga. A compensação de potência reativa deve ser utilizada para fornecer os montantes de reativos que o sistema necessita para manter as tensões próximas dos seus valores nominais, contribuindo para a redução de perdas e para a estabilidade de tensão. A seguir serão descritos os principais equipamentos utilizados na compensação de potência reativa.

Capacitores Shunt

Os capacitores shunt são os dispositivos de compensação mais adotados pelas empresas, principalmente na correção de fator de potência na indústria e nas concessionárias de energia elétrica, de forma a manter a reserva de potência reativa dos geradores, redução de perdas e aumentar os limites de transmissão. As vantagens deste

tipo de compensação são o baixo custo de aquisição e manutenção, projeto e especificação simplificada, tempo de construção e facilidade de reposição de unidades danificadas.

A limitação do capacitor shunt reside no fato que sua potência gerada é diretamente proporcional ao quadrado da tensão. Em condições de tensão baixa, o capacitor apresenta baixa eficiência.

A sobrecompensação de um sistema, com a finalidade de aumentar o limite de transmissão, pode implicar em um ponto de operação instável, apesar dos níveis de tensão estarem próximo do nominal.

Capacitores Série

Os capacitores série são os dispositivos que permitem encurtar as distâncias elétricas das linhas de transmissão, beneficiando o sistema quando se trata de estabilidade angular [D'Ajuz87]. Atualmente tem sido utilizados em linhas curtas para melhorar o nível de tensão, visto que a potência reativa fornecida é proporcional ao quadrado da corrente, independente do nível de tensão nos terminais. De outra forma, diminuem a impedância final da linha, proporcionando diminuição na queda de tensão no final da LT. Uma maior flexibilidade pode ser obtida através do uso de compensação série controlável [Taranto92].

O risco intrínseco deste tipo de compensação é a ressonância subsíncrona. Pela definição IEEE [Anderson90], é uma condição do sistema de potência onde a rede elétrica troca energia com a turbina que aciona o gerador em uma ou mais frequências naturais do sistema combinado, abaixo da frequência síncrona do sistema. O fenômeno é mais observado em sistemas térmicos. As linhas com compensação série formam um circuito RLC com uma frequência natural definida em (2.1).

$$\omega_n = \sqrt{\frac{1}{LC}} = \omega_b \sqrt{\frac{X_c}{X_L}} \quad (2.1)$$

Caso a ressonância subsíncrona ocorra, haverá uma troca de energia com frequência ω_n que poderá acarretar em fadiga do eixo, conseqüentemente, com perda da vida útil do mesmo e até ruptura.

A compensação série necessita de um esquema de proteção especial contra sobretensões decorrentes de curto-circuito no sistema, pois a corrente dos capacitores é a mesma da linha.

Reatores Shunt

Os reatores shunt são os dispositivos de compensação adotados principalmente na energização ou restabelecimento de linhas longas e no controle de tensão no patamar de carga leve. Isto se deve ao fato de que nestas condições a corrente circulante pela LT provoca aumento significativo de tensão nas barras terminais, resultando em um aumento de tensão em todo o sistema. Os reatores, acoplados em paralelo nas extremidades das linhas, absorvem potência reativa em circulação pelo sistema, reduzindo a tensão nas barras terminais.

Em geral, em linhas longas adotam-se dois tipos de banco de reatores:

- Permanentes - que ficam ligados durante todo o tempo e atuam na limitação de sobretensões temporárias na frequência fundamental e também para transitórios durante a rejeição de carga;
- Temporários – que são conectados à LT durante os períodos de carga leve e condições de restabelecimento do sistema.

Compensador Síncrono

O compensador síncrono é uma máquina síncrona que quando sobre-excitado gera potência reativa, e sub-excitado absorve a potência reativa da rede.

Contribui para aumentar a potência de curto-circuito no ponto instalado, melhorando assim o desempenho do sistema. Outra vantagem deste tipo de equipamento reside nas

suas características dinâmicas e resposta linear à variação de tensão e potência reativa na barra terminal. A desvantagem deste compensador, por ser uma máquina girante grande, é o custo de manutenção superior ao dos estáticos.

Equipamentos FACTS

O conceito FACTS (Flexible AC Transmission Systems) foi introduzido a partir de 1988, devido à evolução da tecnologia de eletrônica de potência com tiristores de potência e microprocessadores de forma a expandir o uso de controles para a transmissão de corrente alternada (CA) em alta tensão. O principal objetivo dos FACTS é fazer com que os limites dos sistemas CA atuais, mecanicamente controlados, pudessem ser ultrapassados de forma a aumentar a flexibilidade operativas dos sistemas.

A nova tecnologia, com os ganhos de confiabilidade e velocidade dos dispositivos eletrônicos, pode oferecer melhorias na operação do sistema como, conforme em [Taranto02]. Por exemplo:

- Controle do fluxo de potência, de forma que o fluxo percorra o caminho desejável;
- Maior aproveitamento da capacidade de transmissão das linhas;
- Maior habilidade de transferir potência entre controladoras de área, de forma que a reserva girante possa ser reduzida;
- Auxiliar no amortecimento de oscilações eletromecânicas, conseqüentemente, aumentar o limite de transferência de potência.

Os principais equipamentos de FACTS são:

1. Compensador Estático de Potência Reativa - SVC

O Compensador Estático de Potência Reativa é um equipamento que atua tanto para compensação capacitiva como indutiva e bancos de capacitores podem ser chaveados e conectados em paralelo com bancos de indutores controlados por tiristores. O circuito de controle, dependendo da necessidade do sistema, controla o consumo de potência reativa dos indutores, e conseqüentemente o

fluxo de potência reativa que é fornecido à rede [Teixeira91]. A figura 2.5 apresenta o circuito básico de um compensador estático de reativo.

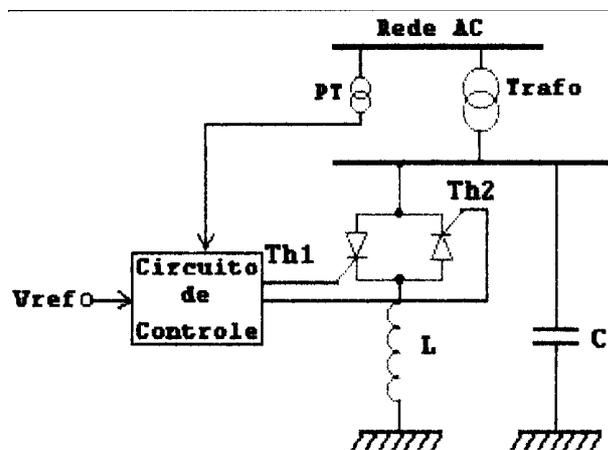


Figura 2.5: Circuito Básico do SVC

2. Compensador Série Controlado - TCSC

O Compensador Série é um equipamento que atua na compensação capacitiva em série com o sistema. A figura 2.6 apresenta o circuito básico de um compensador série.

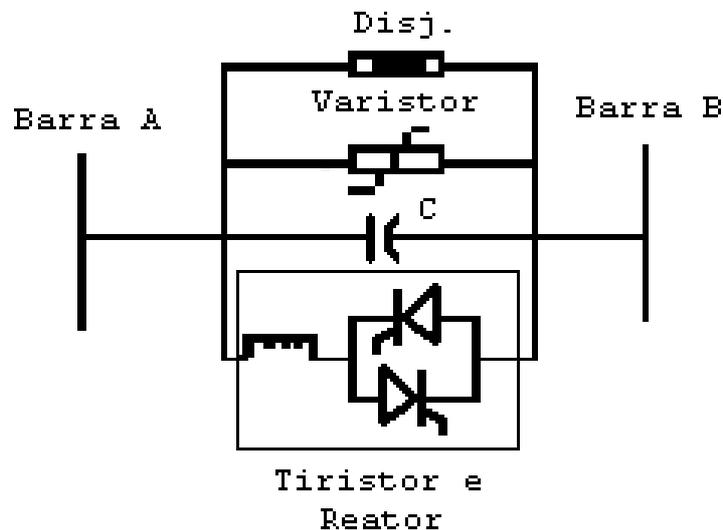


Figura 2.6: Circuito Básico do TCSC

3. STATCON (Voltage Source Static Condenser)

O STATCOM, como indicado na figura 2.7, é constituído basicamente por um inversor multi-pulsos implementado com GTO's ou IGBT's ligados em paralelo com um banco de capacitores e conectados em paralelo com a rede. Através do circuito de controle de disparo dos GTO's controla-se o fluxo de potência reativa que é fornecido à rede.

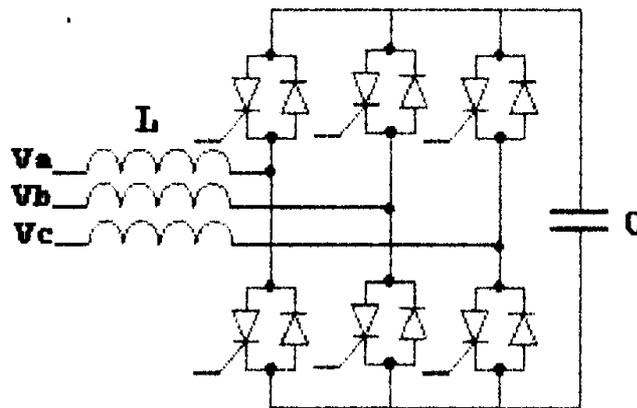


Figura 2.7: Circuito Básico do STATCOM

4. UPFC (Universal Power Flow Controller)

O UPFC, como indicado na figura 2.8, é constituído basicamente por um circuito shunt e outro em série. O controle do fluxo de potência é dado pela injeção da tensão controlável em série através da inserção série de transformadores, enquanto a regulação de tensão na barra de carga é acompanhada pela injeção de correntes de compensação shunt. As tensões do SSSC (*Static Series Compensator Single Control*) e STATCOM são geradas pelos inversores série e shunt, respectivamente. Para o controle de fluxo na linha e regulação da tensão de barra de carga, estes inversores de tensão são normalmente controlados pela variação da modulação e ângulo de fase. A principal aplicação do controlador de fluxo unificado é na redistribuição do fluxo de potência entre dois corredores em paralelo e aumentar o perfil baixo de tensão na rede de transmissão [Chang02].

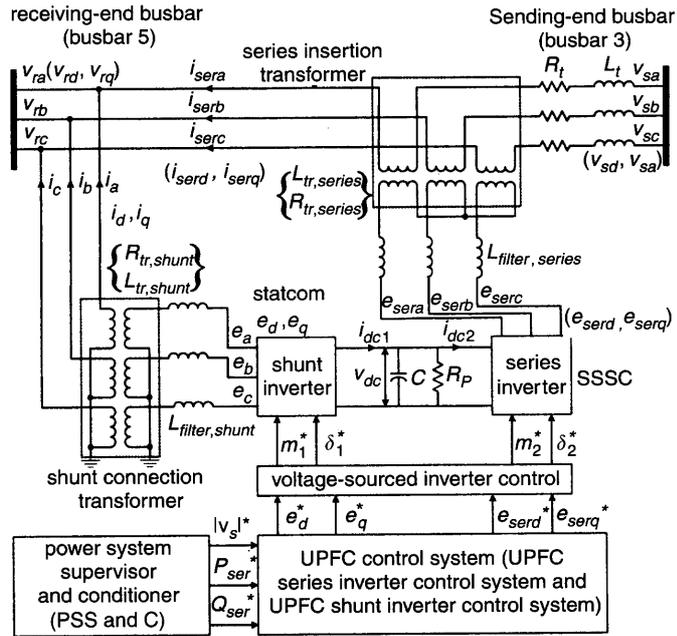


Figura 2.8: Circuito Básico do UPFC

Atualmente os equipamentos do tipo FACTS ainda apresentam restrições de aplicação no sistema de potência, principalmente devido ao seu elevado custo. A tabela 2.1, retirada do [IEEE95], apresenta uma comparação entre as novas e as tradicionais soluções além de benefícios proporcionados para os problemas de tensão.

Tabela 2.1: Soluções para os Problemas de Tensão

ANÁLISE EM REGIME PERMANENTE				
Assunto	Problema	Ação corretiva	Solução convencional	Novas soluções
Limites de Tensão	Baixa tensão em carga pesada	Suporte de potência reativa	Capacitor <i>shunt</i> , SVC, capacitor série	TSCS, STATCON
	Alta tensão em carga leve	Absorção de potência reativa	Capacitor e reator <i>shunt</i> , SVC	TCR, STATCON
		Remoção de potência reativa	Capacitor <i>shunt</i> e/ou linhas de EAT	TCSC, STATCON
	Baixa tensão pós-contingência	Suporte de potência reativa	Capacitor <i>shunt</i> , SVC, capacitor série	TSCS, STATCON
		Prevenir sobrecarga	Reator série	IPC, TCPAR, TCSC
	Baixa tensão e sobrecarga	Suporte de reativo e limitar a sobrecarga	Combinação de dois ou mais equipamentos	IPC, TCSC, UPFC, STATCON

ANÁLISE EM REGIME DINÂMICO			
Assunto	Ação corretiva	Solução convencional	Novos Equipamentos, Soluções de controles
Estabilidade de Tensão	Suporte de reativo	Capacitor <i>shunt</i> , SVC	UPFC, STATCOM
	Ações de controle da transmissão	LTC, religamentos, controle dos elos C.C.	UPFC, IPC, TCSC, STATCOM
	Controle da geração	Excitação rápida	-
	Controle de carga	Corte de carga por subtensão	Gerenciamento pelo lado da demanda

Legenda:

SVC	:	Static Var Compensator
TCSC	:	Thyristor Controlled Series Capacitor
STATCOM	:	Static Synchronous Compensator
TCR	:	Thyristor Controlled Reactor
IPC	:	Interphase Power Controller
TCPAR	:	Thyristor Controlled Phase-Angle Regulator
UPFC	:	Unified Power Flow Controller

Conforme conclusões da força tarefa [IEEE95], o compensador estático – SVC é o equipamento mais utilizado para minimizar os efeitos de instabilidade de tensão, principalmente em fenômenos transitórios. Destaca também novas tecnologias, como STATCOM, que apresentam respostas mais rápidas e que admitem sobrecargas de curta duração. Este tipo de equipamento pode ser aplicável em áreas susceptíveis a problemas de colapso de tensão onde se tem carga predominantemente do tipo motores de indução, regiões industriais, que apresentam dinâmicas rápidas.

Equipamentos do FACTS podem ser importantes para um melhor controle do perfil de tensão nas barras e no fluxo de potência reativa no sistema de transmissão, a sua aplicação em maior escala depende de uma redução no preço com a absorção da tecnologia pelas empresas concorrentes.

2.5.7 – Carga

Para se analisar a influência da carga no comportamento do sistema é necessário conhecer algumas definições sobre o conceito carga, conforme [Price93, Price93a, Price95, Price95a].

Definição de carga para o IEEE:

- Componente conectado a um sistema que consome potência;
- Total de potência ativa/reactiva consumida pelos componentes do SEP;
- Parte do sistema que não está representada explicitamente, mas através de um único elemento equivalente que consome potência e está conectado a um dado ponto do sistema.

Logo, entende-se por carga não só os equipamentos dos consumidores, mas os elementos do sistema como: LT, redes de distribuição, transformadores, reguladores, capacitores e outros.

Existem dois tipos básicos de modelo de carga:

- Modelo Estático de Carga – é o modelo que expressa a potência da carga (ativa e reativa) em função de sua tensão terminal (magnitude e frequência) num dado instante de tempo. São representados por equações algébricas que determinam a potência consumida pela carga [Pinto88].
- Modelo Dinâmico – é o modelo que expressa a potência da carga (ativa e reativa) em função de sua tensão terminal (magnitude e frequência) num dado instante de tempo passado ou presente. São representados por equações diferenciais e podem reproduzir o comportamento da carga em regime permanente e em transitórios elétricos.

Pesquisadores como Taylor e Cutsem afirmam que a frequência não está diretamente relacionada com a estabilidade de tensão. Desta forma foram desenvolvidos três modelos matemáticos básicos para representar as cargas estáticas, que são:

- Modelo de carga tipo Impedância Constante (Z_{cte}) - a potência varia com o quadrado da tensão, conhecido também como admitância constante;
- Modelo de carga tipo Corrente Constante (I_{cte}) - a potência varia linearmente com a magnitude da tensão;
- Modelo de carga tipo Potência Constante (P_{cte}) - a potência não varia com o quadrado da tensão, conhecido também como MVA constante.

Dois tipos básicos de modelos foram desenvolvidos para representar matematicamente os modelos de carga, que são:

- **Modelo Polinomial:** que representa a relação da potência com a magnitude da tensão através de uma equação polinomial (2.2 e 2.3) da seguinte forma:

$$P = P_0 \cdot [a_1(V/V_0)^2 + a_2(V/V_0) + a_3] \quad (2.2)$$

$$Q = Q_0 \cdot [a_4(V/V_0)^2 + a_5(V/V_0) + a_6] \quad (2.3)$$

onde:

P e Q : Potências ativa e reativa (efetivas) consumidas pela carga para qualquer tensão;

P_0 e Q_0 : Potências ativa e reativa (nominais) consumidas pela carga na tensão de referência;

V_0 : Tensão de referência (nominal) na barra de carga;

a_1 e a_4 : parcelas de cargas do tipo impedância constante (Z_{cte});

a_2 e a_5 : parcelas de cargas do tipo corrente constante (I_{cte});

a_3 e a_6 : parcelas de cargas do tipo potência constante (P_{cte});

$a_1 + a_2 + a_3 = 1$ (100%);

$a_4 + a_5 + a_6 = 1$ (100%).

Tal modelo é conhecido também por modelo polinomial ou ZIP, uma vez que o mesmo consiste da soma de parcelas de cargas dos tipos impedância (Z), corrente (I) e potência (P) constante.

- **Modelo Exponencial:** representa a relação da potência com a magnitude da tensão através de uma equação exponencial (2.4 e 2.5) do tipo:

$$P = P_0 \cdot (V / V_0)^{n_p} \quad (2.4)$$

$$Q = Q_0 \cdot (V / V_0)^{n_q} \quad (2.5)$$

onde:

P e Q : Potências ativa e reativa (efetivas) consumidas pela carga para qualquer tensão;

P_0 e Q_0 : Potências ativa e reativa (nominais) consumidas pela carga na tensão de referência;

V_0 : Tensão de referência (nominal) na barra de carga;

n_p : Parâmetro que representa o comportamento da potência ativa com a tensão;

n_q : Parâmetro que representa o comportamento da potência reativa com a tensão.

A figura 2.9 ilustra o comportamento da carga em função da tensão para os três modelos de carga.

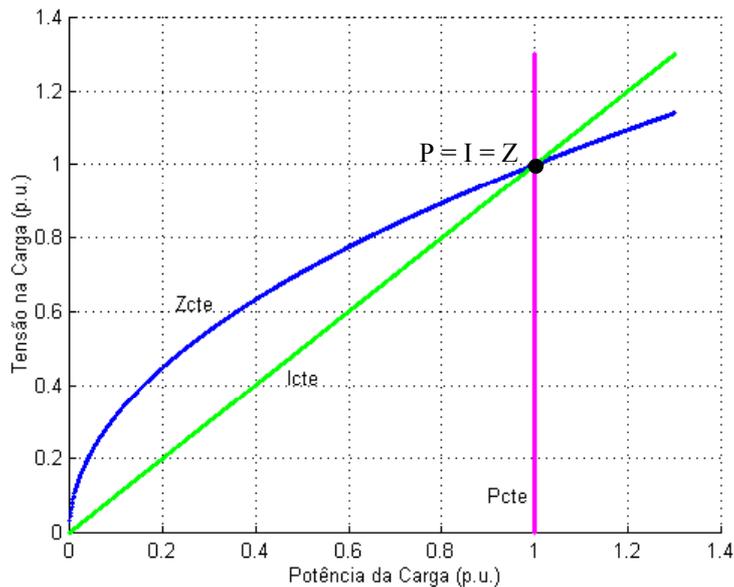


Figura 2.9: Comportamento das Cargas com a Tensão

Observa-se que a potência efetiva varia com o quadrado da tensão no modelo Z_{cte} , linearmente no modelo I_{cte} e permanece constante no modelo P_{cte} . Ressalta-se que no modelo P_{cte} a potência efetiva é igual a nominal. O mesmo não é verdade para os modelos Z_{cte} e I_{cte} que a potência só é igual a nominal quando a tensão atinge seu valor nominal.

Importante ressaltar que o efeito restaurador do LTC, para cargas que em um determinado momento apresentam uma redução de potência com a tensão, equivale a uma representação da carga como do tipo potência constante, para qualquer que seja o tipo de carga do sistema. Esta situação leva o sistema à instabilidade de tensão da mesma maneira que a carga fosse representada 100% como P_{cte} . Ressalta-se que no caso da representação da carga como potência constante não pode ser considerado responsável pela instabilidade, mas outros efeitos como atuação do LTC na tentativa de restabelecer o nível de tensão pode levar o sistema para instabilidade.

Na análise desenvolvida em [Cortez01], conclui-se que o sistema apresenta um único limite de máxima transferência, independente do modelo de carga adotado, conforme apresenta na figura 2.10.

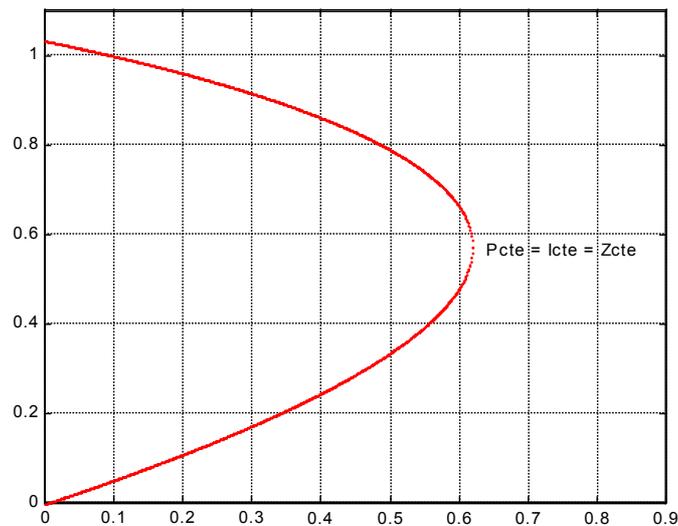


Figura 2.10: Variação da Tensão na Carga em Função de sua Potência Efetiva

Em suma, o comportamento da carga tem grande influência no estudo de estabilidade de tensão, por isso a modelagem é fundamental [Pinto98], caso sejam adotados modelos inadequados pode-se ter resultados equivocados e conclusões errôneas.

2.6 – Benefícios de uma Coordenação de Potência Reativa

Analisando as diversas referências com relação ao desempenho dos equipamentos e controles, pode-se destacar alguns benefícios com a implementação de um controle coordenado de potência reativa [Taranto02]:

- Economia com a redução das perdas do sistema;
- Melhoria do perfil de tensão;
- Melhoria no controle de tensão com adoção de uma estratégia de controle global que comparada com uma estratégia local tem a vantagem de proporcionar um grau de controlabilidade maior sobre as variáveis do sistema. Entretanto, investimentos em equipamentos de comunicação e medição são necessários para que a vantagem possa ser apropriada;
- Melhoria na segurança do sistema com uma melhor utilização das fontes de potência reativa;

- Aumento da capacidade de transmissão disponível com a diminuição do carregamento dos equipamentos devido a redução de fluxo de potência reativa, permitindo assim o aumento da transmissão de potência ativa. Os aumentos de transações de potência ativa são economicamente mais atrativos;
- Melhoria da operação do sistema com adoção de uma estratégia de despacho de potência reativa que pode oferecer aos operadores do sistema um melhor controle sobre o fluxo de potência reativa, níveis de reserva e perfil de tensão no sistema.

2.7 – Conceitos Básicos de Estabilidade de Tensão

O sistema de duas barras apresentado na figura abaixo será usado para exemplificar como se instaura o processo de instabilidade de tensão em um sistema de potência [Kundur98], [Souza02c] e [Taylor94].

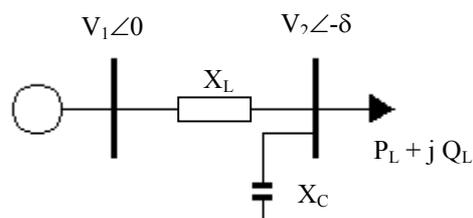


Figura 2.11: Sistema de Transmissão Simplificado

Este circuito representa um sistema de potência, onde um determinado gerador supre uma carga com um capacitor shunt como suporte de potência reativa através de uma linha de transmissão. A carga ($P_L + jQ_L$) varia gradativamente de 0 até seu valor máximo, como apresentado na figura 2.12.

O gráfico representa a curva $P \times V$ característica do sistema. Verifica-se que no ponto K, onde a potência é constante, a curva intercepta a reta em dois pontos, ou seja, há dois valores de tensão para uma mesma potência de carga. Isto se verificará se o modelo adotado para a carga for do tipo potência constante, visto que V e I são inversamente proporcionais. O máximo ou limite de carregamento do sistema é o ponto C onde a curva $P \times V$ tem uma única solução. A curva apresenta duas regiões operativas a parte superior

com limites de tensão dentro da faixa aceitável e a inferior, que apresenta tensão extremamente baixa com correntes elevadas. A região inferior, a partir do ponto C, é instável operativamente.

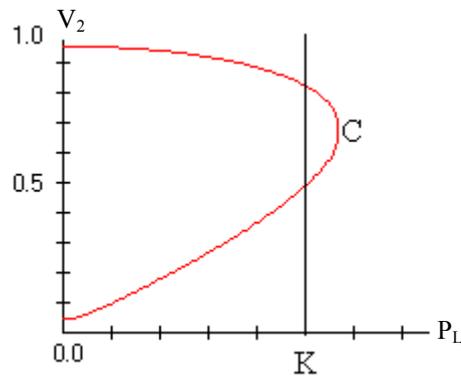


Figura 2.12: Curva P x V

Na análise de estabilidade de tensão, o ponto C é de extrema importância, pois neste ponto a matriz Jacobiana do fluxo de carga é singular e o determinante é nulo, identificado por autovalor nulo [Souza02c].

Logo, pode-se afirmar que as equações representativas do sistema naquele ponto passam a descrever um novo sistema, e o ponto C coincide com o ponto de colapso de tensão do sistema. A identificação do ponto de colapso previamente é uma proposta desejável para que se possa operar o sistema com segurança.

2.7.1 – Instabilidade de Tensão de Médio Termo

Na análise de controle de tensão e de potência reativa é necessário estar atento à instabilidade de tensão de médio termo, que será objetivo desta pesquisa. Num cenário de contingência seguido de queda no perfil de tensão, o LTC tenta recuperar as tensões da barra controlada [Souza02, Souza02a, Souza02b]. O LTC deteriora ainda mais as tensões e reduz a potência consumida na carga, até que torna impossível para a geração e a transmissão atender a demanda, devido principalmente às restrições impostas pelos limitadores de corrente de excitação (OXLs) do gerador, que atua com a mesma

constante de tempo do LTC. Outros geradores tendem a suprir a perda de potência reativa além de sua capacidade, mas não são suficientes. Como a potência do banco de capacitores é inversamente proporcional ao quadrado da tensão, tem sua potência efetiva reduzida. As sucessivas quedas de tensão reduzem cada vez mais a potência dos bancos de capacitores e aumentam as perdas ativas e reativas das linhas de transmissão. Neste caso, o sistema com suas condições operativas deterioradas e totalmente instáveis entra em colapso.

Ações corretivas devem ser tomadas quando o sistema elétrico se aproxima ou entra na área de instabilidade de tensão, com o objetivo de interromper o fenômeno ou ganhar tempo para que uma ação de controle mais lenta possa atuar [Cutsem96]. Algumas ações combinadas podem ter desempenho satisfatório na reversão do processo de instabilidade, como o chaveamento de banco de capacitores shunt, bloqueio de LTC ou corte de carga. A dinâmica do LTC tende a recuperar a tensão na barra controlada e o bloqueio do LTC diminui a deterioração do perfil de tensão e proporciona ao operador tempo de tomada de decisão para a ação posterior como, por exemplo, corte de carga. O objetivo não é analisar as ações de controle relativas à manutenção da estabilidade do sistema, e sim identificar no processo de instabilidade de tensão que elementos de controle influenciam na estabilidade do sistema. Os elementos de controle, que exercem papel importante no sistema elétrico para a manutenção e continuidade do fluxo de potência, são importantes na estabilidade do sistema.

2.7.2 – Métodos de Análise de Estabilidade de Tensão

O método de análise de estabilidade de tensão está intimamente ligado à análise a ser efetuada. A seguir serão discutidos os tipos de modelos:

Análise Dinâmica

A estabilidade dinâmica reside na possibilidade de captura e cronologia dos eventos e na reprodução fiel da dinâmica de instabilidade de tensão [Souza02c]. As desvantagens dessa análise residem na necessidade de aquisição de uma quantidade considerável de

dados, de longos tempos de simulação e o não fornecimento direto de informações a respeito da margem e área crítica da estabilidade. Este tipo de análise não será o foco desta pesquisa, dado que a resposta transitória do sistema é bastante importante neste caso.

Análise Quase-Dinâmica

O modelo quase-dinâmico permite analisar o processo transitório de colapso de tensão além de ratificar as simulações estáticas. Caso o sistema seja estável, após um período transitório, uma alternativa de análise de estabilidade de tensão de longo termo foi proposta em [Cutsem96] e [Souza02a, Souza02b].

Neste caso é comum supor que as dinâmicas rápidas do sistema (constantes de tempo rápidas) já foram amortecidas. Os resultados obtidos com essa metodologia são satisfatórios em relação ao modelo dinâmico global do sistema, uma vez que o tempo de análise é superior aos tempos de transitórios. Neste modelo, uma abordagem de equações puramente algébricas pode ser adotada, uma vez que os elementos discretos movem o sistema de um ponto de equilíbrio a outro. A vantagem desta abordagem é que podem ser solucionadas através do método iterativo de Newton-Raphson. Assim, obtém-se uma sucessão de pontos de equilíbrio em função do tempo que são os elementos de dinâmica lenta que determinam a nova condição das variáveis de estado.

Em suma, tem-se o modelo quase-dinâmico ou quase-estático do sistema de potência onde o intervalo de tempo entre um estado do sistema e outro é determinado pelos elementos de resposta mais lenta ou de tempo discreto, por exemplo LTC, do sistema elétrico.

Na análise quase-dinâmica, as equações agregadas são linearizadas, pois se tem a mesma característica de análise em torno do instante de tempo em questão. Observa-se que as equações de fluxo de potência convencional são mantidas, agregando as equações de interesse do modelo dinâmico. Logo o sistema pode ser resolvido pelo método iterativo, e a matriz Jacobiana em relação ao fluxo de carga convencional é aumentada.

A estabilidade de tensão é um fenômeno dinâmico, e a aproximação do fluxo de carga pode omitir ou deixar de produzir informações adicionais para entendimento da instabilidade de tensão. Com o uso de uma ferramenta comum de análise de fluxo de potência acrescida com esta nova abordagem, visto que os elementos discretos são levados em consideração nessa modelagem, tem-se uma nova visão do fenômeno de estabilidade de tensão.

2.8 – Considerações Finais

Diante do exposto verifica-se que para aplicação de ações de controle de tensão e potência reativa é necessário o entendimento de aspectos, como: tipos de estabilidade de tensão, no tocante aos tempos envolvidos, a modelagem do fenômeno (estática, dinâmica ou quase-dinâmica), o nível de representação do sistema, a modelagem dos equipamentos e da carga.

As ações de controle têm influência na instauração ou restauração de um processo de instabilidade de tensão. Outro fato é que as dinâmicas dos equipamentos ou carga exercem papel fundamental no processo de instabilidade e que a potência reativa não é a única responsável pelo fenômeno.

Outro aspecto importante reside nos benefícios advindos da adoção do controle de potência reativa e de tensão que melhoram o desempenho do sistema e minimizam os efeitos de um fenômeno de instabilidade de tensão, além de proporcionar um maior índice de confiabilidade e segurança dos sistemas elétricos.

CAPÍTULO 3 – ANÁLISE DE ESTABILIDADE DE TENSÃO

3.1 – Introdução

Conforme mencionado no capítulo 2, as pesquisas sobre o tema controle coordenado de tensão ganham novas perspectivas a cada dia. Perspectivas estas devido ao avanço tecnológico, melhor conhecimento e métodos para avaliação de fenômenos que interferem no controle. Atualmente, já se reconhecem os efeitos do controle na estabilidade de tensão. Este capítulo tem como objetivo tratar os conceitos sobre a estabilidade de tensão desde a conceituação matemática até a definição de métodos para identificação do colapso de tensão.

Dentre os assuntos abordados, destacam-se a conceituação matemática da estabilidade de tensão, a identificação da estrutura tipo sela-nó em SEP, métodos para identificação e determinação de índices do colapso de tensão. Espera-se que o conteúdo deste capítulo possa facilitar o entendimento da estabilidade de longo termo a ser apresentado no capítulo 4.

3.2 – Conceitos Matemáticos

Para a análise e desenvolvimento do controle coordenado é necessário o conhecimento de diversas áreas de SEP. Assim, é interessante rever alguns conceitos relativos à origem da instabilidade de tensão e sua implicação matemática.

Conforme definição do IEEE [IEEE90] a instabilidade é um estado de operação do sistema, onde a tensão permanece decaindo de forma brusca ou lenta, e as ações automáticas de controle ou dos operadores não evitam tal decaimento. A instabilidade de tensão pode ser provocada por uma perturbação, por um aumento de carga, ou devido a mudança do ponto de operação do sistema, e o decaimento das tensões pode durar de

poucos segundos a vários minutos. Caso o decaimento das tensões se mantenha, ocorrerá uma instabilidade angular ou mesmo um colapso de tensão.

Logo, como a carga não pode ser atendida pela geração e/ou transmissão, instaura-se o processo de instabilidade [Kundur94] e [Souza02c]. Isto ocorre conforme apresentado na figura 2.12, onde o ponto C é o ponto de máximo carregamento ou de máxima transferência de potência do sistema, é superado.

A determinação do ponto de máximo carregamento é de extrema importância na operação segura do SEP. Métodos para determinação deste ponto têm sido sugeridos na literatura.

3.2.1 – Máxima Transferência de Potência

O sistema de duas barras, figura 3.1, é um exemplo para se demonstrar o conceito básico do Teorema da Máxima Transferência de Potência.

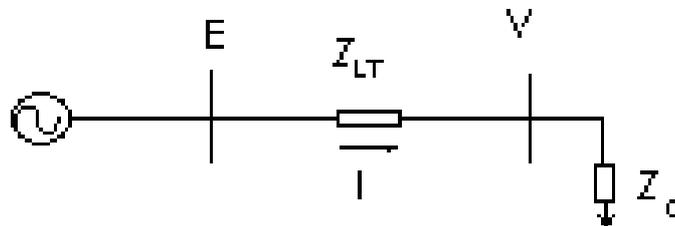


Figura 3.1: Sistema Simplificado

Conforme desenvolvimento matemático de [Cortez01], pode-se extrair importantes relações entre potências, tensões e correntes, conforme as equações (3.1, 3.2 e 3.3).

$$P/P_{MÁX} = \frac{2 \frac{Z_C}{Z_{LT}} \cdot (1 + \text{Cos} \theta_{(LT-C)})}{\left(1 + \left(\frac{Z_C}{Z_{LT}} \right)^2 + 2 \cdot \frac{Z_C}{Z_{LT}} \cdot \text{Cos} \theta_{(LT-C)} \right)} \quad (3.1)$$

$$V/E = \frac{\frac{Z_C}{Z_{LT}}}{\sqrt{1 + \left(\frac{Z_C}{Z_{LT}}\right)^2 + 2 \cdot \frac{Z_L}{Z_{LT}} \cdot \cos\theta_{(LT-C)}}} \quad (3.2)$$

$$I/I_{CC} = \frac{1}{\sqrt{1 + \left(\frac{Z_C}{Z_{LT}}\right)^2 + 2 \cdot \frac{Z_C}{Z_{LT}} \cdot \cos\theta_{(LT-C)}}} \quad (3.3)$$

Para visualização das relações [Cortez01] elaborou a figura 3.2.

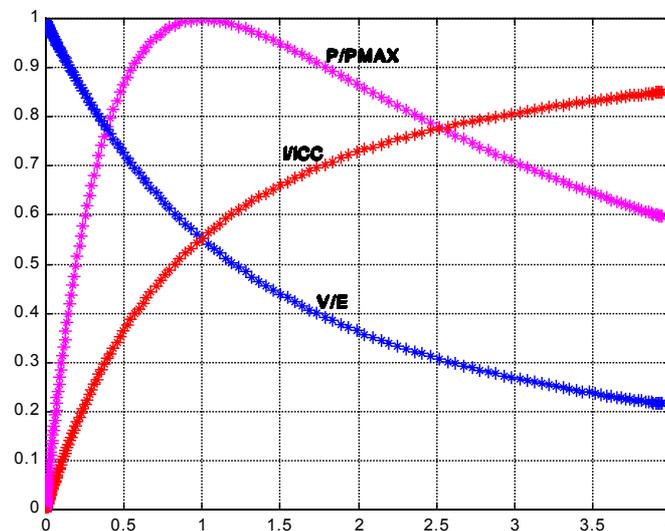


Figura 3.2: Teorema da Máxima Transferência de Potência

Da figura conclui-se que:

- Quando a impedância da carga (Z_C) se iguala à impedância da linha (Z_{LT}), tem-se a máxima transferência de potência da fonte para carga;
- Quando a impedância de carga (Z_C) tende para infinito a corrente de linha tende a zero. Logo, a tensão na barra de carga é superior a 1pu, devido ao efeito Ferranti;
- Quando a impedância de carga (Z_C) aumenta a corrente de linha também cresce, por conseqüência, a queda de tensão na linha com diminuição da relação V/E .

A relação entre a máxima transferência de potência e fator de potência (FP) da carga, conforme [Cortez01] é indicada na figura 3.3.

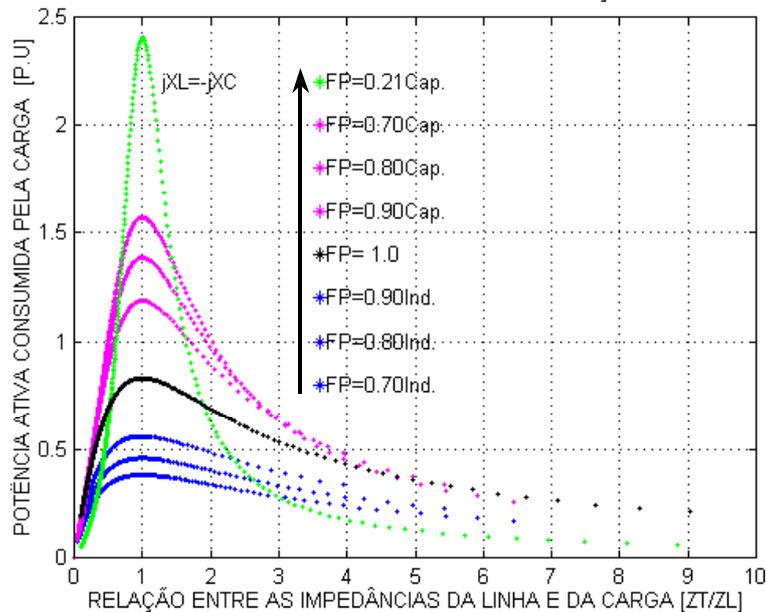


Figura 3.3: Máxima transferência de Potência em Função do FP da Carga

Da figura, conclui-se que:

- Para o FP indutivo a máxima transferência aumenta à medida que o FP cresce e se aproxima do valor unitário;
- Para FP unitário a máxima transferência apresenta superior ao FP indutivo e inferior ao FP capacitivo;
- Para FP capacitivo a máxima transferência aumenta à medida que o FP diminui;
- Quando a reatância de linha é igual a reatância de carga se tem a máxima transferência de potência.

Verifica-se que o valor do fator de potência interfere na máxima potência transferida entre a fonte e a carga.

3.2.2 – Máxima Transferência de Potência – Matriz Jacobiana

Para o sistema da figura 3.1 pode-se traçar a curva $V \times \theta$, figura 3.4, conforme referência [Lopes01] para três valores de P e Q . Para este sistema será considerado o modelo de carga adotado tipo potência constante, fator de potência constante e a premissa que a demanda sempre será suprida. As equações de fluxo de potência entre as barras “ k ” e “ m ” são representadas pelas equações (3.4 e 3.5).

$$P_{km} = V_k^2 g_{km} - V_k V_m g_{km} \cos \theta_{km} - V_k V_m b_{km} \sin \theta_{km} \quad (3.4)$$

$$Q_{km} = -V_k^2 (b_{km} + b_{sh}) - V_k V_m \cos \theta_{km} - V_k V_m g_{km} \sin \theta_{km} \quad (3.5)$$

A figura 3.4 apresenta as curvas para três valores de P e Q .

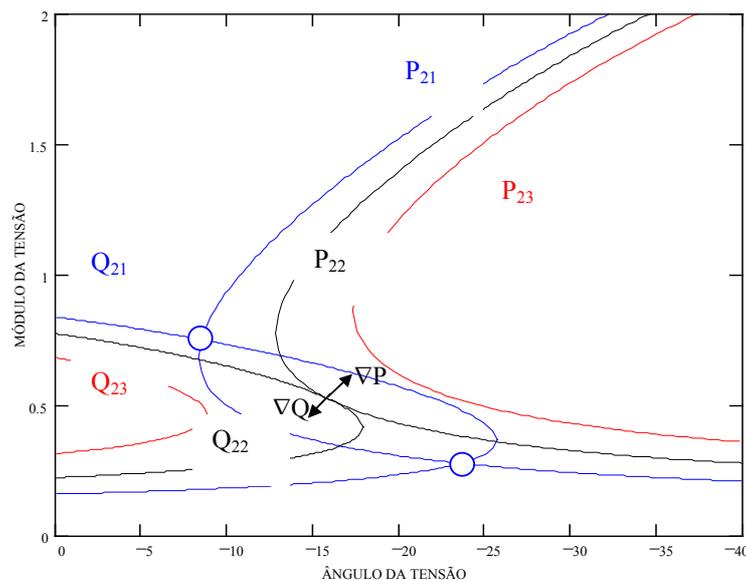


Figura 3.4: Curva $V \times \theta$

As soluções do fluxo que definem os pontos de operação do sistema são as interseções das curvas P e Q [Souza02c]. Na condição de carga (P_{21}, Q_{21}) , verificam-se duas soluções, uma no ramo superior e outra no ramo inferior. A carga é aumentada até o ponto (P_{22}, Q_{22}) , onde se tem uma única interseção, que é um ponto importante na análise de estabilidade de tensão. A partir deste ponto, por exemplo (P_{23}, Q_{23}) , não existe solução para nenhum valor de carga.

O ponto (P_{22}, Q_{22}) é a máxima carga a ser atendida pelo sistema. O fato de existir um único ponto de solução implica o alinhamento dos vetores gradiente ∇P e ∇Q [Souza02c], que indica a direção de crescimento da função. A relação, sendo μ um escalar, pode ser escrita da seguinte forma:

$$\nabla P_{22} = \mu \nabla Q_{22} \quad (3.6)$$

$$\nabla P_{22} - \mu \nabla Q_{22} = 0 \quad (3.7)$$

Com a definição das variáveis incrementais de P e Q, tem-se

$$\Delta P_{22} = \frac{\partial P_{22}}{\partial \theta_2} \Delta \theta_2 + \frac{\partial P_{22}}{\partial V_2} \Delta V_2 \quad (3.8)$$

$$\Delta Q_{22} = \frac{\partial Q_{22}}{\partial \theta_2} \Delta \theta_2 + \frac{\partial Q_{22}}{\partial V_2} \Delta V_2 \quad (3.9)$$

Os vetores gradiente de P e Q são:

$$\nabla P_{22} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_{22}}{\partial \theta_2} \\ \frac{\partial P_{22}}{\partial V_2} \end{bmatrix} \quad (3.10)$$

$$\nabla Q_{22} = \begin{bmatrix} \frac{\partial Q_{22}}{\partial \theta_2} \\ \frac{\partial Q_{22}}{\partial V_2} \end{bmatrix} \quad (3.11)$$

Das equações (3.6) e (3.7) tem-se:

$$\frac{\partial P_{22}}{\partial \theta_2} - \mu \frac{\partial Q_{22}}{\partial \theta_2} = 0 \quad (3.12)$$

$$\frac{\partial P_{22}}{\partial V_2} - \mu \frac{\partial Q_{22}}{\partial V_2} = 0 \quad (3.13)$$

A matriz Jacobiana é dada por:

$$J = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_{22}}{\partial \theta_2} & \frac{\partial P_{22}}{\partial V_2} \\ \frac{\partial Q_{22}}{\partial \theta_2} & \frac{\partial Q_{22}}{\partial V_2} \end{bmatrix} \quad (3.14)$$

A solução das equações (3.12) e (3.13) para μ requer que o determinante da matriz Jacobiana seja igual a zero.

$$\frac{\partial P_{22}}{\partial \theta_2} \frac{\partial Q_{22}}{\partial V_2} - \frac{\partial P_{22}}{\partial V_2} \frac{\partial Q_{22}}{\partial \theta_2} = 0 \quad (3.15)$$

A equação (3.15) indica que o Jacobiano do fluxo de potência para o sistema da figura 3.1 é singular para a carga (P_{22}, Q_{22}) , fornecendo um autovalor nulo. Após este ponto não existe solução para o incremento de carga caracterizando assim um ponto de sela-nó.

Logo, conclui-se que as condições para determinar um ponto de sela-nó são:

- Autovalor real nulo;
- Matriz Jacobiana singular;
- Ponto de solução única e que após a bifurcação as soluções desaparecem.

3.3 – Bifurcação

Conforme [Cutsem98], o termo bifurcação originou do conceito de interseção dos ramos de diferentes pontos de equilíbrio e que o jacobiano do sistema dinâmico é singular no ponto. Os principais tipos de bifurcação são bifurcação sela-nó, transcritical, forquilha e Hopf.

3.3.1 – Sela-nó

O sistema de equações diferenciais em \mathfrak{R}^2 e com o parâmetro λ que leva o sistema de um ponto para o outro, tem-se:

$$\dot{x} = f(x, y, \lambda) \quad (3.16)$$

$$\dot{y} = g(x, y, \lambda) \quad (3.17)$$

Conforme [Lopes01] as trajetórias definidas no espaço \mathfrak{R}^2 pelas soluções do sistema ou retrato de fase muda à medida que o parâmetro λ varia. A bifurcação acontece justamente quando o retrato muda abruptamente para alguns valores de λ .

Existe uma distinção clara das variáveis dinâmicas x e y e o parâmetro λ . O número de variáveis dinâmicas é restrito a duas. Já o número de parâmetros λ por conveniência é apenas um ou no máximo dois. Normalmente, um único parâmetro é suficiente para análise em sistema de potência.

A bifurcação do tipo sela-nó é a mais importante de todas e ocorre quando o ponto de equilíbrio definido pela matriz de estados da equação diferencial tem linearização em torno deste ponto com determinante zero [Lopes01]. Isto é, pelo menos um autovalor zero na matriz linearizada.

Algumas características deste tipo de bifurcação [Souza02c]:

- Duas soluções tornam-se únicas no ponto de solução;
- Um autovalor real nulo é identificado;
- Após o ponto de bifurcação as soluções desaparecem.

3.3.2 – Sela-nó em Sistemas de Potência

Seja o sistema da figura 3.1. Sendo $g(\theta, V) = 0$ as equações de fluxo de potência e linearizadas em torno do ponto de operação, tem-se:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (3.18)$$

onde

$$J = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix} \quad (3.19)$$

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = J \cdot \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (3.20)$$

Sendo λ o parâmetro que leva o sistema de um ponto de equilíbrio para o outro. Para um determinado valor de λ onde o carregamento é máximo, conforme se observa na figura 3.4, o sistema terá $\det(J) = 0$.

Para sistemas maiores, como por exemplo a figura 3.5, a matriz Jacobiana tem dimensão maior. Neste caso em particular, a dimensão é 4 x 4.

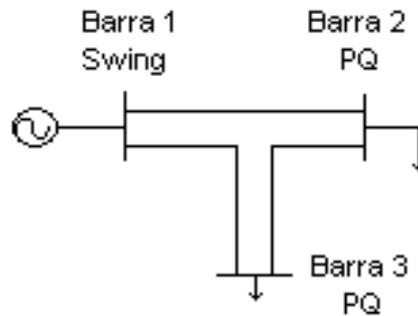


Figura 3.5: Sistema Simplificado de 3 Barras

Obtém-se,

$$\begin{bmatrix} \Delta P_2 \\ \Delta P_3 \\ \Delta Q_2 \\ \Delta Q_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_2}{\partial \theta_2} & \frac{\partial P_2}{\partial \theta_3} & \frac{\partial P_2}{\partial V_2} & \frac{\partial P_2}{\partial V_3} \\ \frac{\partial P_3}{\partial \theta_2} & \frac{\partial P_3}{\partial \theta_3} & \frac{\partial P_3}{\partial V_2} & \frac{\partial P_3}{\partial V_3} \\ \frac{\partial Q_2}{\partial \theta_2} & \frac{\partial Q_2}{\partial \theta_3} & \frac{\partial Q_2}{\partial V_2} & \frac{\partial Q_2}{\partial V_3} \\ \frac{\partial Q_3}{\partial \theta_2} & \frac{\partial Q_3}{\partial \theta_3} & \frac{\partial Q_3}{\partial V_2} & \frac{\partial Q_3}{\partial V_3} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \theta_2 \\ \Delta \theta_3 \\ \Delta V_2 \\ \Delta V_3 \end{bmatrix} \quad (3.21)$$

Sendo

$$J = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_2}{\partial \theta_2} & \frac{\partial P_2}{\partial \theta_3} & \frac{\partial P_2}{\partial V_2} & \frac{\partial P_2}{\partial V_3} \\ \frac{\partial P_3}{\partial \theta_2} & \frac{\partial P_3}{\partial \theta_3} & \frac{\partial P_3}{\partial V_2} & \frac{\partial P_3}{\partial V_3} \\ \frac{\partial Q_2}{\partial \theta_2} & \frac{\partial Q_2}{\partial \theta_3} & \frac{\partial Q_2}{\partial V_2} & \frac{\partial Q_2}{\partial V_3} \\ \frac{\partial Q_3}{\partial \theta_2} & \frac{\partial Q_3}{\partial \theta_3} & \frac{\partial Q_3}{\partial V_2} & \frac{\partial Q_3}{\partial V_3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} \quad (3.22)$$

Pode-se escrever a matriz Jacobiana da seguinte forma:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_2 \\ \Delta Q_2 \\ \Delta P_3 \\ \Delta Q_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \theta_2 \\ \Delta V_2 \\ \Delta \theta_3 \\ \Delta V_3 \end{bmatrix} \quad (3.23)$$

Como se quer avaliar o comportamento apenas da Barra 2 frente a um aumento de carga e que as demais barras não sofram qualquer variação nos seus carregamentos durante a análise, então:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_2 \\ \Delta Q_2 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \theta_2 \\ \Delta V_2 \\ \Delta \theta_3 \\ \Delta V_3 \end{bmatrix} \quad (3.24)$$

Considerando que a submatriz D seja não singular e a matriz Jacobiana original permanece imutável é possível calcular,

$$\begin{bmatrix} \Delta P_2 \\ \Delta Q_2 \end{bmatrix} = [A - BD^{-1}C] \cdot \begin{bmatrix} \Delta \theta_2 \\ \Delta V_2 \end{bmatrix} \quad (3.25)$$

A partir da matriz particionada, obtém-se:

$$J' = A - BD^{-1}C \quad (3.26)$$

$$\det(J) = \det(J')\det(D^{-1}) \quad (3.27)$$

As variáveis de interesse V e θ estão relacionadas com J' e o $\det(D^{-1})$ é diferente de zero, logo a matriz é não singular. A bifurcação do tipo sela-nó ocorre quando o $\det(J') = 0$, considerando as condições de transversatilidade, para um determinado valor de carregamento do sistema.

A ocorrência de uma bifurcação tipo sela-nó da matriz Jacobiano de um sistema elétrico de potência depende das condições de transversatilidade satisfeitas. Matematicamente, para dimensões superiores a bifurcação sela-nó ainda é uma incógnita [Lopes01].

3.4 – Métodos para Identificação do Ponto de Colapso

A análise do colapso de tensão para um sistema de potência requer a determinação da variação de carga necessária para levar o sistema ao ponto de sela-nó. A variação de carga fornece o índice de segurança do sistema, conhecendo-se assim a distância até o ponto de bifurcação.

A decomposição da matriz Jacobiana em valores singulares e autovalores tem demonstrado que o ponto de colapso pode ser identificado pelo monitoramento do menor autovalor e mínimo valor singular da matriz Jacobiana com a variação na carga do sistema [Souza95], [Lopes01].

Dentre as técnicas de avaliação da proximidade do ponto de colapso o vetor tangente fornece um índice em que a barra associada ao maior valor é identificada como a barra crítica do sistema [Souza96, Souza96a, Souza96b, Souza99a]. A vantagem desta

metodologia está na identificação precoce da barra crítica com segurança, outro fato refere-se a simplicidade de obtenção.

Neste item serão analisados os diversos métodos para identificação do ponto de colapso. A partir de um ponto de operação conhecido estimar a margem de segurança do sistema do colapso de tensão [Souza02c]. O objetivo desta análise é estimar a distância do ponto de colapso, avaliar relativamente cada ponto e obter um índice de bom comportamento.

3.4.1 – Autovalores

A metodologia do índice de autovalores baseia-se no cálculo do menor autovalor da matriz Jacobiana [Souza02c]. As referências [Gao92] e [Marannimo94], tratam a análise de estabilidade de tensão por autovalores.

À medida que o carregamento do sistema aumenta, o autovalor diminui, até tornar-se nulo no ponto de bifurcação do sistema. O índice sofre brusca variação no ponto de bifurcação conforme [Canizares95a]. A brusca variação se observa quando é adotado um programa de fluxo de potência com parametrização, obtida através da substituição de uma das colunas da matriz Jacobiana por uma outra coluna. Nesta situação verifica-se que o método pode falhar [Souza02c].

Segundo a definição dada ao autovetor à esquerda, obtém-se que o autovetor à direita está associado à sensibilidade das variáveis de estado, tensão e ângulo, enquanto o autovetor à esquerda está associado à sensibilidade de injeção de potência ativa e reativa. Portanto, o maior componente do autovetor à direita indica a variável mais sensível, isto é, a componente que mais fortemente direciona o sistema para a singularidade. Já o autovetor nulo indica que a variável de estado não desempenha nenhum papel na singularidade [Souza02c].

3.4.2 – Valores Singulares

O valor singular consiste em calcular o menor valor singular da matriz Jacobiana. A análise de estabilidade de tensão por valor singular é apresentada na referência [Löf92]. À

medida que o carregamento do sistema aumenta o valor singular diminui até se tornar nulo, quando o ponto de bifurcação é identificado. A referência [Souza02c] mostra que este índice sofre uma brusca variação no ponto de bifurcação.

Logo o vetor singular à direita e à esquerda pode ser interpretado como [Canizares95a]:

- O máximo valor singular à direita indica maior sensibilidade da magnitude da tensão e ângulo, determinando a barra crítica;
- O máximo valor singular à esquerda corresponde a maior sensibilidade na direção para mudança de injeção de potência ativa e reativa;
- O menor valor singular é indicador de proximidade do limite de estabilidade de tensão.

3.4.3 – Determinante do Jacobiano Reduzido

O determinante reduzido baseia-se na redução da matriz Jacobiana à dimensão das equações de potência ativa e reativa de cada barra de carga em relação ao seu ângulo de fase e módulo de tensão [Souza02c].

A não linearidade das equações do sistema de potência é crítica neste tipo de método, pois as informações obtidas para um determinado ponto de operação não são válidas para outro ponto. Logo, a barra crítica determinada para um ponto de operação pode não ser a mesma no ponto de operação seguinte. Segundo [Mansour94] a barra crítica do sistema muda de acordo com o aumento do carregamento. No ponto de bifurcação verifica-se uma descontinuidade deste índice, apesar de ser menos abrupta que aquela observada no comportamento do valor singular [Canizares95a].

As principais conclusões são [Souza02c]:

- O menor valor do determinante reduzido indica a barra mais sensível às variações de carga, isto é a barra crítica do sistema;
- O inverso valor do determinante reduzido indica que pequenas variações de potências ativas e reativas provocam grandes variações de tensão e ângulo;

- A desvantagem é a incapacidade de prever o ponto de bifurcação a partir de um ponto de operação conhecido;
- Comportamento similar aos índices de valor singular e menor autovalor.

3.4.4 – Família de Função Teste

A família de função teste representa uma função linearizada da matriz Jacobiana do fluxo de potência. Para este método verifica-se a dificuldade para determinação da barra crítica e não apresenta comportamento quadrático para barras diferentes da barra crítica [Canizares95a].

Conforme a referência [Canizares95a] a função teste e o determinante reduzido proporcionam melhores resultados que as técnicas de decomposição em valores singulares e autovalores.

3.4.5 – Vetor Tangente

O método do vetor tangente mostra como as variáveis de estado, tensão e ângulo, mudam na medida em que o sistema sofre um aumento de carga. A referência [Canizares91] mostra que o vetor tangente converge para o autovetor à direita associado ao autovalor nulo.

As principais vantagens do método são [Souza02c]:

- Prever antecipadamente o ponto de bifurcação;
- Identificar a barra crítica para pontos de operação distantes do ponto de bifurcação;
- Resultados semelhantes às técnicas de determinante reduzido e função teste;
- Facilidade de obtenção num caso de fluxo de potência, pois só depende da matriz Jacobiana no ponto de equilíbrio e do carregamento inicial do sistema.

3.5 – Ações de Controle

O colapso de tensão é um fenômeno que começa localmente e se espalha pelas barras vizinhas e para análise requer [Souza02c]:

- Cálculo da margem de carga;
- Identificação da barra crítica;
- Determinação de ações de controle.

As ações de controle são necessárias para melhorar a resposta do sistema à variação de carga como controle de tensão e potência reativa, visto que é conhecida a distância até o ponto de colapso e a área crítica. Ações em mecanismo de controle como banco de capacitores shunt, controle secundário, corte de carga e outras podem ser identificadas e recomendadas como ações de controle.

A determinação das ações de controle propostas em [Souza02c], é baseada em matrizes de sensibilidade calculadas em relação à barra crítica do sistema. Estas matrizes identificam os geradores cuja potência reativa produzem maior influência no nível de tensão da barra crítica.

O conhecimento da barra crítica permite a determinação da ação de controle que possa minimizar ou evitar o colapso de tensão com deslocamento do ponto de bifurcação.

3.6 – Considerações Finais

As análises apresentadas neste capítulo mostram que na bifurcação do tipo sela-nó pode-se verificar que a identificação da singularidade da matriz Jacobiana e aplicação do método de decomposição na escala do tempo para avaliação do fenômeno de colapso.

Em relação aos métodos de identificação do ponto de colapso algumas questões básicas devem ser atendidas como distância do ponto de colapso, avaliação relativa de cada ponto e obter um índice de bom comportamento. O vetor tangente fornece um índice em

que se consegue prever antecipadamente o ponto de colapso, identificação da barra crítica com segurança, facilidade de obtenção e baixo esforço computacional.

As ações de controle têm importante papel na melhoria de resposta do sistema ao aumento de carga, controle de tensão e de potência reativa. Atuação em equipamentos de compensação, como capacitor shunt ou FACTS, LTC, controle secundário e corte de carga são alguns tipos de ações na avaliação do controle em sistema de potência.

Na análise de estabilidade de tensão a resposta às ações dos elementos discretos, como por exemplo comutação do tap sob carga, será detalhada no próximo capítulo, visto que a ação de controle destes elementos tem a função de minimizar ou atenuar os efeitos da instabilidade.

CAPÍTULO 4 – ESTABILIDADE DE LONGO TERMO EM SEP

4.1 – Introdução

Conforme apresentado no capítulo anterior, a conceituação matemática da estabilidade de tensão torna mais fácil a compreensão do processo de estabilidade de longo termo causada por ações de controles que tentam restabelecer as condições do sistema com elementos de elevada constante de tempo, como LTC por exemplo. Antes de entrar no equacionamento de estabilidade de longo termo em sistema de potência, serão analisados os elementos que atuam dinamicamente no processo de instabilidade e que têm relevância nas ações de controle.

Iniciam-se as análises pelos elementos que interferem na estabilidade como máquinas síncronas com seus controles e limitadores. Em seguida discute-se o comportamento do motor de indução, a atuação dos comutadores de tape sob carga e os reguladores de tensão na distribuição. Depois será analisado o equacionamento do modelo quase estático para avaliar a decomposição do modelo dinâmico na escala do tempo. Ao final deste capítulo, a visão das ações de controle estará melhor entendida, seja do ponto de vista matemático ou do comportamento dinâmico do sistema.

Conforme definições apresentadas no capítulo 2, a estabilidade de tensão envolve as dinâmicas do sistema. A literatura classifica a estabilidade de tensão com relação a sua duração em Estabilidade Transitória de Tensão e Estabilidade de Tensão de Longa Duração.

Tendo em vista a característica dinâmica envolvida na análise de estabilidade e as diferentes condições do sistema elétrico a ser investigado, com atenção no uso adequado dos modelos dos componentes da rede e das ferramentas de simulação, para que resultados incorretos não sejam obtidos na análise. A análise estática tem sido utilizada para avaliar a estabilidade a pequenas e grandes perturbações. Este procedimento

baseia-se no fato de que o modelo estático considera a dinâmica do sistema através da modelagem da carga, atuação do LTC e limitação de potência reativa dos geradores.

Com o conhecimento das dinâmicas dos elementos do sistema envolvidos no processo de controle, pode-se avaliar o efeito na estabilidade de tensão, utilizando com segurança a adoção de medidas de controle que venham restabelecer as condições de equilíbrio do sistema.

4.2 – Elementos que Interferem na Estabilidade

Na análise de estabilidade a dinâmica do sistema é importante a modelagem da máquina síncrona, da carga tipo motor de indução, do LTC e do regulador de tensão que interferem no processo de estabilidade do sistema.

4.2.1 – Máquina Síncrona

Conforme [Taylor94], o gerador síncrono com os seus controles é um dos equipamentos mais complexos em um sistema de potência e o entendimento do fenômeno passa pela compreensão de sua interação com o resto do sistema, principalmente a carga. O gerador síncrono, através do controle de tensão tem importante papel na estabilidade de tensão do sistema. Para avaliar a estabilidade de tensão deve-se modelar adequadamente o gerador com relação aos limites de corrente de armadura e de campo. As referências [Taylor94], [Kundur94] e [Cutsem98] apresentam a modelagem da máquina em relação à estabilidade de tensão.

A figura 4.1 apresenta a representação clássica da máquina síncrona – MS [Cortez01].

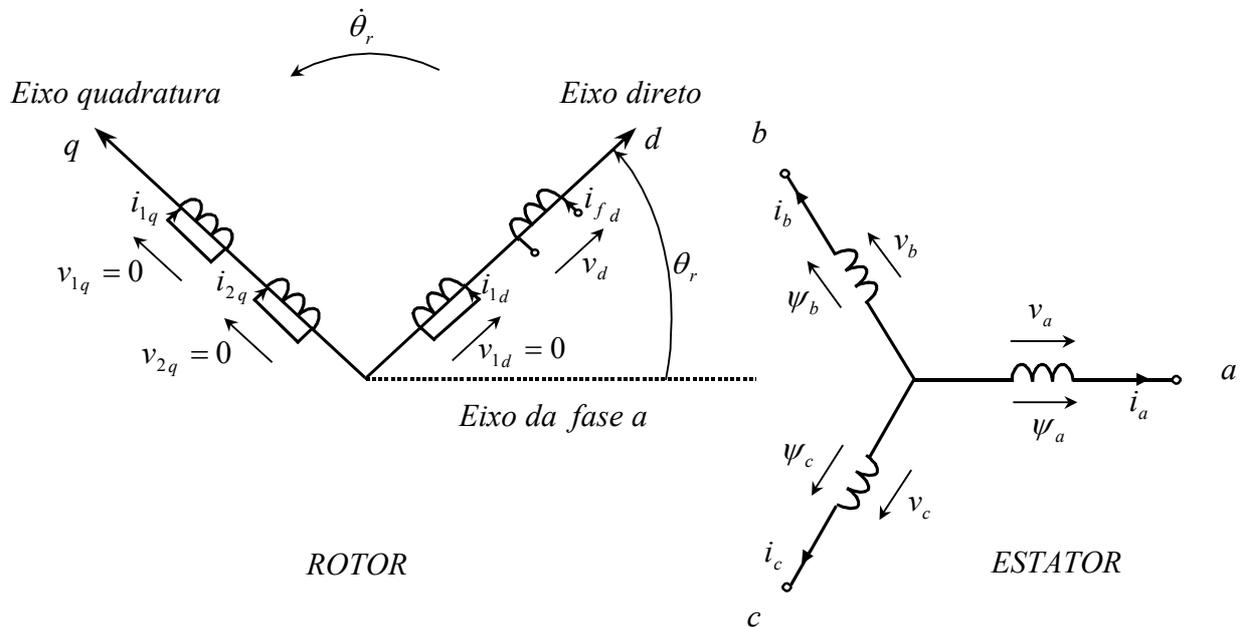


Figura 4.1: Modelo clássico da MS

Legenda :

a, b, c : Enrolamentos do estator (fases a, b e c)

fd : Enrolamento de campo

1d : Enrolamento de amortecimento (eixo d)

1q : Enrolamento de amortecimento (eixo q)

2q : Efeito amortecedor para máquinas de rotor liso (eixo q)

$\theta_r = \omega_r \cdot t$: Ângulo elétrico entre o rotor (d) e o eixo da fase a

$\dot{\theta}_r = \omega_r = 2\pi f$: Velocidade angular do rotor

Os programas computacionais utilizam modelos com quatro circuitos no rotor para as máquinas de pólos lisos (turbogerador) e três circuitos para as máquinas de pólos salientes (hidrogerador) conforme a referência [Cutsem98]. [Kundur94] acrescenta que o número de circuitos a ser implementado no modelo depende do tipo de construção do rotor e faixa de frequência que a máquina irá operar.

Na transformação de Park as equações representam o comportamento da máquina síncrona de forma simplificada, uma vez que os enrolamentos das fases a, b e c são

substituídos pelos enrolamentos fictícios d, q, 0. A grande vantagem deste modelo é que nestes dois novos eixos, todos os enrolamentos são mantidos em uma posição fixa, eliminando assim o problema da variação da indutância com a posição do rotor, tornando constantes as indutâncias próprias e mútuas envolvidas [Cortez01].

O circuito elétrico correspondente associado ao modelo de dois eixos é apresentado na figura 4.2.

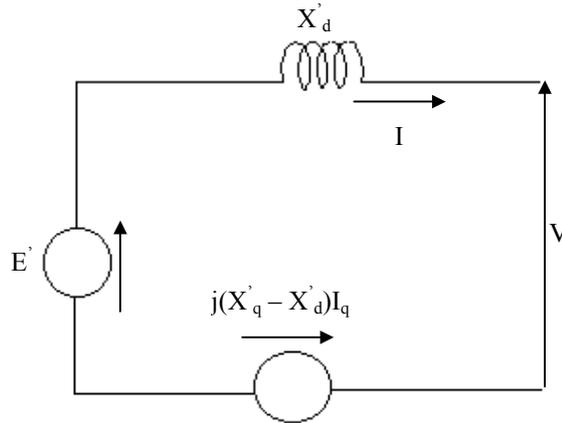


Figura 4.2: Circuito Elétrico Equivalente da MS

As equações representativas do modelo [Hermeto96] são apresentadas a seguir:

$$\frac{dE'_d}{dt} = \frac{1}{T'_{qo}} [-E'_d + (X'_q - X'_q) \cdot I_q] \quad (4.1)$$

$$\frac{dE'_q}{dt} = \frac{1}{T'_{do}} [E_{FD} - E'_q - (X'_d - X'_d) \cdot I_d] \quad (4.2)$$

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega - \omega_s = \Delta\omega \quad (4.3)$$

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{1}{2H} [T_m - [E'_d I_d + E'_q I_q + (X'_q - X'_d) \cdot I_d I_q] - D \cdot \Delta\omega] \quad (4.4)$$

$$I_d = \frac{E'_q - V \cos(\delta - \theta)}{X'_d} \quad (4.5)$$

$$I_q = \frac{V \sin(\delta - \theta) - E'_d}{X'_q} \quad (4.6)$$

Onde:

- X_d – reatância de eixo direto
- X_q – reatância de eixo em quadratura
- X'_d – reatância transitória de eixo direto
- X'_q – reatância transitória de eixo em quadratura
- T_{do}' – constante de tempo transitória de eixo direto
- T_{qo}' – constante de tempo transitória de eixo em quadratura
- D – coeficiente de amortecimento
- H – constante de inércia do grupo gerador
- I_d – corrente de eixo direto
- I_q – corrente de eixo em quadratura
- T_m – conjugado mecânico
- V – tensão terminal da máquina
- θ – ângulo da tensão
- E_{FD} – tensão de campo da máquina
- E'_d – tensão transitória de eixo direto
- E'_q – tensão transitória de eixo em quadratura
- δ – ângulo do gerador
- ω – velocidade angular do rotor
- ω_s – velocidade angular síncrona
- $\Delta\omega$ – variação da velocidade angular do rotor

A tensão de campo (E_{FD}) e o conjugado mecânico (T_m) constantes quando não são considerados os sistemas de excitação e regulador de velocidade.

O modelo apresentado anteriormente é um modelo não linear. Numa dada condição de equilíbrio o modelo pode ser linearizado, usando a série de Taylor-MacLaurin e desprezando os termos de ordem superior. A linearização do modelo E'_q é apresentada a seguir.

$$\Delta\dot{E}'_d = \frac{\partial\dot{E}'_d}{\partial E'_d} \Delta E'_d + \frac{\partial\dot{E}'_d}{\partial I_q} \Delta I_q \quad (4.7)$$

$$\Delta \dot{E}'_q = \frac{\partial \dot{E}'_q}{\partial E'_q} \Delta E'_q + \frac{\partial \dot{E}'_q}{\partial I_d} \Delta I_d \quad (4.8)$$

$$\Delta \dot{\delta} = \frac{\partial \dot{\delta}}{\partial \omega} \Delta \omega \quad (4.9)$$

$$\Delta \dot{\omega} = \frac{\partial \dot{\omega}}{\partial E'_d} \Delta E'_d + \frac{\partial \dot{\omega}}{\partial E'_q} \Delta E'_q + \frac{\partial \dot{\omega}}{\partial \omega} \Delta \omega + \frac{\partial \dot{\omega}}{\partial I_d} \Delta I_d + \frac{\partial \dot{\omega}}{\partial I_q} \Delta I_q \quad (4.10)$$

onde,

$$\frac{\partial \dot{E}'_d}{\partial E'_d} = -\frac{1}{T'_{qo}} \quad (4.11)$$

$$\frac{\partial \dot{E}'_q}{\partial E'_q} = -\frac{1}{T'_{do}} \quad (4.12)$$

$$\frac{\partial \dot{E}'_d}{\partial I_q} = \frac{X_q - X'_q}{T'_{qo}} \quad (4.13)$$

$$\frac{\partial \dot{E}'_q}{\partial I_d} = -\frac{X_d - X'_d}{T'_{do}} \quad (4.14)$$

$$\frac{\partial \dot{\delta}}{\partial \omega} = 1 \quad (4.15)$$

$$\frac{\partial \dot{\omega}}{\partial E'_d} = -\frac{I_d}{2H} \quad (4.16)$$

$$\frac{\partial \dot{\omega}}{\partial E'_q} = -\frac{I_q}{2H} \quad (4.17)$$

$$\frac{\partial \dot{\omega}}{\partial \omega} = -\frac{D}{2H} \quad (4.18)$$

$$\frac{\partial \dot{\omega}}{\partial I_d} = \frac{-E'_d + (X'_d - X'_q) \cdot I_q}{2H} \quad (4.19)$$

$$\frac{\partial \dot{\omega}}{\partial I_q} = \frac{-E'_q + (X'_d - X'_q) \cdot I_d}{2H} \quad (4.20)$$

$$\Delta I_d = \frac{\partial I_d}{\partial E'_q} \Delta E'_q + \frac{\partial I_d}{\partial V} \Delta V + \frac{\partial I_d}{\partial \delta} \Delta \delta + \frac{\partial I_d}{\partial \theta} \Delta \theta \quad (4.21)$$

$$\frac{\partial I_d}{\partial E'_q} = \frac{1}{X'_d} \quad (4.22)$$

$$\frac{\partial I_d}{\partial V} = -\frac{\cos(\delta - \theta)}{X'_d} \quad (4.23)$$

$$\frac{\partial I_d}{\partial \delta} = \frac{V \operatorname{sen}(\delta - \theta)}{X'_d} \quad (4.24)$$

$$\frac{\partial I_d}{\partial \theta} = -\frac{V \operatorname{sen}(\delta - \theta)}{X'_d} \quad (4.25)$$

$$\Delta I_q = \frac{\partial I_q}{\partial E'_d} \Delta E'_d + \frac{\partial I_q}{\partial V} \Delta V + \frac{\partial I_q}{\partial \delta} \Delta \delta + \frac{\partial I_q}{\partial \theta} \Delta \theta \quad (4.26)$$

$$\frac{\partial I_q}{\partial E'_d} = -\frac{1}{X'_q} \quad (4.27)$$

$$\frac{\partial I_q}{\partial V} = \frac{\operatorname{sen}(\delta - \theta)}{X'_q} \quad (4.28)$$

$$\frac{\partial I_q}{\partial \delta} = \frac{V \cos(\delta - \theta)}{X'_q} \quad (4.29)$$

$$\frac{\partial I_q}{\partial \theta} = -\frac{V \cos(\delta - \theta)}{X'_q} \quad (4.30)$$

Considerando o sistema equilibrado, pode-se escrever as equações para as potências nos terminais da máquina síncrona [Hermeto96], conforme apresentado a seguir:

$$P = E'_d I_d + E'_q I_q + (X'_q - X'_d) I_d I_q \quad (4.31)$$

$$Q = E'_q I_d - E'_d I_q - X'_q I_q^2 - X'_d I_d^2 \quad (4.32)$$

onde:

P – potência ativa no terminal da máquina

Q – potência reativa no terminal da máquina

Linearizando P e Q, aplicando o desenvolvimento em séries de Taylor-MacLaurin, tem-se:

$$\Delta P = \frac{\partial P}{\partial E'_d} \Delta E'_d + \frac{\partial P}{\partial E'_q} \Delta E'_q + \frac{\partial P}{\partial I_d} \Delta I_d + \frac{\partial P}{\partial I_q} \Delta I_q \quad (4.33)$$

onde:

$$\frac{\partial P}{\partial E'_d} = I_d \quad (4.34)$$

$$\frac{\partial P}{\partial E'_q} = I_q \quad (4.35)$$

$$\frac{\partial P}{\partial I_d} = E'_d + (X'_q - X'_d)I_q \quad (4.36)$$

$$\frac{\partial P}{\partial I_q} = E'_q + (X'_q - X'_d)I_d \quad (4.37)$$

$$\Delta Q = \frac{\partial Q}{\partial E'_d} \Delta E'_d + \frac{\partial Q}{\partial E'_q} \Delta E'_q + \frac{\partial Q}{\partial I_d} \Delta I_d + \frac{\partial Q}{\partial I_q} \Delta I_q \quad (4.38)$$

onde:

$$\frac{\partial Q}{\partial E'_d} = I_d \quad (4.39)$$

$$\frac{\partial Q}{\partial E'_q} = I_q \quad (4.40)$$

$$\frac{\partial Q}{\partial I_d} = E'_q - 2X'_d I_d \quad (4.41)$$

$$\frac{\partial Q}{\partial I_q} = -E'_d - 2X'_q I_q \quad (4.42)$$

Limites

O controle de tensão através da MS é fundamental para manter o sistema estável. O sistema de controle de excitação ou regulador de tensão – RAT, conforme apresentado no capítulo 2, tem a função de fornecer corrente contínua ao enrolamento de campo da MS e desempenha um papel fundamental no controle e proteção do sistema. Este sistema controla também o fluxo de potência reativa entre a máquina e o sistema, o que exerce influência na estabilidade de tensão.

Dentre os dispositivos limitadores da máquina síncrona destaca-se o OXL, Over eXcitation Limiter, ou conhecido como limitador de corrente de campo. O limitador tem a finalidade de proteger a MS de sobreaquecimento, devido às sobrecorrentes prolongadas no enrolamento de campo, além de desempenhar papel fundamental na estabilidade angular. O OXL deve atuar com uma margem de segurança em relação aos limites máximos de sobreaquecimento do enrolamento de campo [Cortez01].

A curva de capacidade da MS identifica os limites de geração ou absorção de potência reativa. A potência reativa fornecida por um gerador é limitada pela corrente de armadura, corrente de campo e região de aquecimento.

4.2.2 – Motor de Indução

O motor de indução - MI é um tipo de carga que tem uma representatividade grande no consumo da carga industrial, na classe comercial e residencial se tem basicamente motor de indução para compressão, refrigeração e aquecimento. O motor de indução caracteriza-se por ser uma carga de dinâmica rápida e de baixo fator de potência. Logo, o estudo do comportamento deste tipo de carga em função da tensão é importante na análise de estabilidade. O circuito equivalente do motor de indução trifásico, com resistência de rotor constante, é apresentado na figura 4.3.

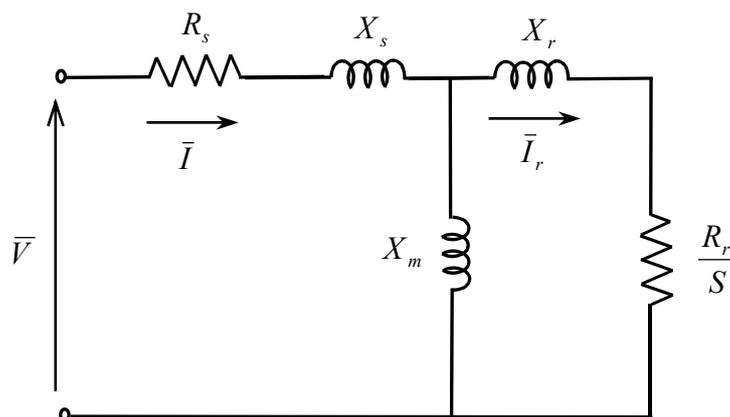


Figura 4.3: Circuito Equivalente da MI

As impedâncias estão referidas ao lado do estator da máquina e o escorregamento varia com o tempo. Portanto, o termo regime permanente refere-se às equações elétricas após a extinção dos transitórios elétricos. O escorregamento é expresso pela equação (4.43).

$$s = \frac{\omega_0 - \omega_r}{\omega_0} = \frac{\omega_0 - \dot{\theta}_r}{\omega_0} \quad [p.u.] \quad (4.43)$$

onde,

ω_0 : Frequência angular nominal

$\dot{\theta}_r$: Velocidade do rotor [rad/s]

A equação clássica do torque eletromagnético do MI em função da tensão terminal e do escorregamento é dada por:

$$T_e(V, s) = \frac{V^2 X_m^2 \left(\frac{R_r}{s} \right)}{\left[\left(R_1 + \frac{R_r}{s} \right)^2 + (X_1 + X_r)^2 \right] \left[R_s^2 + (X_s + X_m)^2 \right]} \quad (4.44)$$

Em relação à potência ativa e reativa absorvida pela MI em regime permanente tem-se:

$$P(V, s) = \frac{V^2 (R_s + R_e)}{(R_s + R_e)^2 + (X_s + X_e)^2} \quad (4.45)$$

$$Q(V, s) = \frac{V^2 (X_s + X_e)}{(R_s + R_e)^2 + (X_s + X_e)^2} \quad (4.46)$$

A equação dinâmica do movimento mecânico do motor de indução é representada pela equação (4.47).

$$2H \dot{s} = T_m(s) - T_e(V, s) \quad (4.47)$$

onde,

H : Constante Inércia [seg]

T_m : Torque Mecânico [pu]

T_e : Torque Elétrico [pu]

O escorregamento do MI não pode variar instantaneamente devido à inércia mecânica do motor, mantendo assim constante o valor pré-distúrbio e comporta-se como uma característica de carga tipo impedância constante. Conforme se observa em (4.47), a redução de torque elétrico provocará desaceleração do rotor, provocando aumento de potência ativa consumida até que um novo ponto de operação seja alcançado [Cutsem98]. Os três modelos de torques mecânicos para representação do MI são denominados de torque constante - equação (4.48), quadrático - equação (4.49) e composto - equação (4.50). Observa-se que as características do MI são obtidas na condição em que sua tensão terminal seja mantida constante, condição esta que não se aplica quando da ocorrência de instabilidade de tensão no sistema [Cortez01].

$$T_m(s) = T_0 \quad (4.48)$$

$$T_m(s) = (1-s)^2 T_1 \quad (4.49)$$

$$T_m(s) = T_0 + T_s s + T_1 (1-s)^2 \quad (4.50)$$

onde:

T_m : Torque Mecânico

T_0 : Torque Constante

T_s : Torque Estático

$T_1(1-s)^2$: Torque Quadrático

s : escorregamento

Com relação ao comportamento do motor de indução pode-se concluir que:

- O consumo de potência reativa, nem sempre pode ser comparado ao de uma carga tipo potência constante numa avaliação mais rigorosa de estabilidade de tensão;

- O fator de potência varia muito em condição de regime pós-distúrbio;
- Importante identificar as parcelas dos motores de acordo com o seu tipo de torque, o nível de carga em relação à capacidade nominal, o regime de funcionamento, etc.

4.2.3 – Comutadores de Tape Sob Carga - LTC

Os comutadores de tape dos transformadores e reguladores de tensão constituem os principais mecanismos que quando atuam na tentativa de restauração da condições operativas pode levar o sistema à instabilidade, segundo [Taylor94]. Afirma ainda que, durante uma queda acentuada de tensão, para comutar da posição neutra até o 16º tape são gastos aproximadamente 2 minutos. Na ocorrência de instabilidade de tensão se os ajustes dos LTC e os reguladores de tensão não estiverem coordenados pode ocorrer elevação de tensão nas cargas do sistema. Para que não ocorra este tipo de sobretensões indesejáveis, recomenda-se que os tempos de atraso para atuação sejam crescentes da transmissão para a distribuição.

O modelo simplificado da figura 4.4 apresenta uma carga que é alimentada por um gerador através de uma linha de transmissão e um transformador de tapes variáveis sob carga (LTC). Para efeito de simplificação, o LTC é considerado ideal com sua reatância adicionada à reatância da linha de transmissão e também sem perdas. A carga, também por simplicidade, é considerada puramente ativa (fator de potência unitário). O LTC é ajustado para manter a tensão secundária em V_2 .

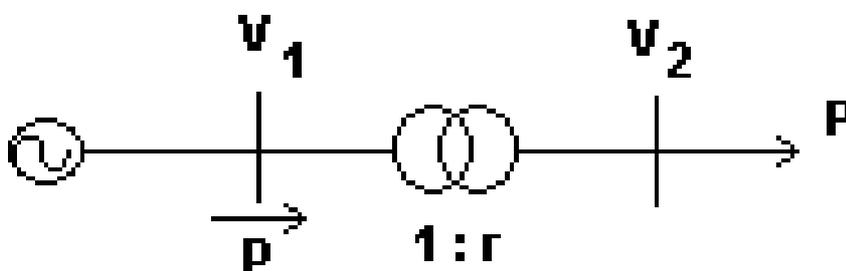


Figura 4.4: Sistema com LTC

A função do LTC é manter a tensão no secundário do transformador V_2 próxima ao valor desejável V_2^0 . A carga possui característica exponencial conforme a equação (4.51).

$$P = P_0 \left(\frac{V_2}{V_2^0} \right)^2 \quad (4.51)$$

Como o transformador não apresenta perdas, a potência da carga (secundário) é igual a potência de entrada (primário), tem-se:

$$V_1 = \left(\frac{V_2}{r} \right) \quad (4.52)$$

Logo,

$$V_2 = rV_1 \quad (4.53)$$

Substituindo (4.53) em (4.51) tem-se:

$$P = P_0 \left(\frac{rV_1}{V_2^0} \right)^2 \quad (4.54)$$

Observa-se que para cada valor de r , tape do LTC, tem-se uma característica transitória da carga vista da rede. A característica transitória da carga devido à atuação do LTC é apresentada na figura 4.5. A dinâmica rápida é a dinâmica transitória da carga, no caso de ocorrência de distúrbio a tensão e a potência da carga variam rapidamente com a característica transitória da mesma.

Na dinâmica de médio termo, vem do LTC, o equilíbrio ocorre quando $V_2 = V_2^0$, isto é, $P = P_0$, desprezando a banda morta. Para uma demanda de carga P_0 , a característica de médio termo ou longo termo mostra-se como potência constante, conforme apresentado na figura 4.5.

Considerando que a dinâmica transitória seja estável [Cutsem92], [Cutsem95] a característica da rede é conhecida pela curva $P - V$ [Souza00], conforme apresentado na figura 4.5. No caso de ocorrência de um distúrbio qualquer considerando a dinâmica estável verifica-se uma restauração rápida do equilíbrio, tensão e potência, da curva $P \times V$ com relação à característica transitória da carga. A dinâmica lenta do LTC tenta recuperar a tensão e potência junto à carga. A máxima transferência de potência entregue à carga é apresentada pelo ponto M no nariz da curva $P \times V$.

No ponto P_0 têm-se dois pontos de equilíbrio E e I, na figura 4.5. A estabilidade destes pontos pode ser demonstrada por pequenas perturbações no tape do LTC. Analisando a figura 4.5 pode-se obter algumas conclusões:

- Um pequeno decréscimo do tape (r) no ponto E provoca uma carga menor e conseqüentemente uma tensão secundária V_2^0 menor, conforme equação (4.51). Atuação do LTC aumentando o tape (r) e o ponto de operação retorna para o ponto E. Logo, o ponto E é estável.
- Um pequeno decréscimo do tape (r) no ponto I provoca uma carga maior e conseqüentemente uma tensão secundária V_2^0 maior, conforme equação (4.51). Atuação do LTC diminuindo o tape (r) e o ponto de operação mais distante do ponto I. Logo, o ponto I é instável.

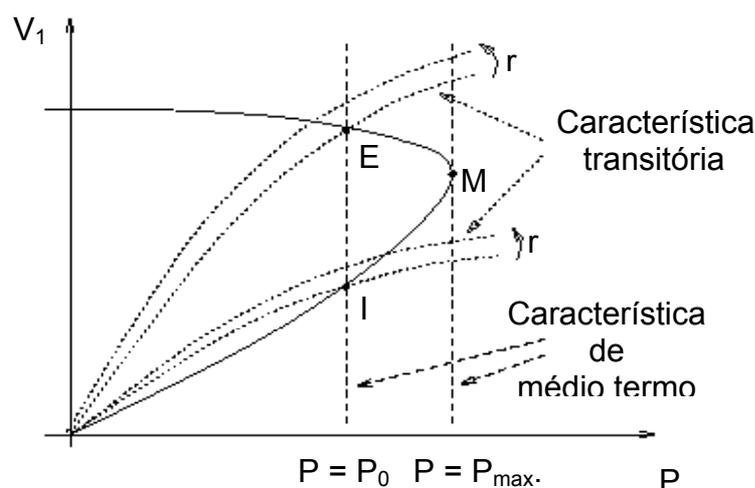


Figura 4.5: Característica da carga sob efeito do LTC

No ponto M os pontos de equilíbrio desaparecem e de acordo com a análise da matriz Jacobiana neste ponto é uma bifurcação do tipo sela-nó quando a demanda é considerada um parâmetro.

4.3 – Modelo Quase Dinâmico

O modelo dinâmico permite analisar o processo transitório de colapso de tensão, no caso de emergência, além de ratificar as simulações estáticas. Considerando estável o ponto de operação após o transitório, foi proposto em [Cutsem96], [Causarano98] e [Souza02a, Souza02b] uma análise de estabilidade de tensão a longo termo. As equações representativas das escalas de tempo transitório e instantâneo do sistema elétrico são um conjunto de equações algébrico-diferenciais (4.55 e 4.56).

$$\dot{x} = f(x, y, z, w) \quad (4.55)$$

$$0 = g(x, y, z, w) \quad (4.56)$$

A equação (4.55) está associada às variáveis de estado transitórias e a equação (4.56) representa as características da rede, como por exemplo, as equações de fluxo de potência. O vetor x representa o vetor de variáveis de estado relacionadas com as dinâmicas transitórias associadas ao comportamento das máquinas síncronas, regulador de tensão, etc. O vetor y representa as variáveis algébricas relacionadas com a rede, o vetor z representa as variáveis discretas e o vetor w representa o vetor de carga em função do tempo.

As equações de médio termo representativas de um sistema de potência são expressas por:

$$z(k+1) = h(x, y, z(k), w) \quad (4.57)$$

A equação (4.57) representa as características dinâmicas discretas associadas com o LTC e OXL. A transição de $z(k)$ para $z(k+1)$ é dada em função dos tempos bem conhecidos.

As equações de longo termo representativas de um sistema de potência são expressas por:

$$w_c = h_c(x, y, z, w) \quad (4.58)$$

A equação (4.58) representa as características dinâmicas de longo termo consequência da evolução lenta da carga.

O ponto de análise é o comportamento de longo termo, assumindo que o sistema se mantém em equilíbrio após o transitório. As equações associadas ao transitório (equações diferenciais) podem ser substituídas por equações de equilíbrio como:

$$0 = f(x, y, z, w) \quad (4.59)$$

As variáveis discretas determinam a evolução temporal do sistema elétrico, já que as mudanças temporais nas cargas (w) podem ser consideradas na escala do tempo de médio termo variando de alguns segundos a muitos minutos. Desse modo como a dinâmica transitória é negligenciada não se tem necessidade de integração numérica. Logo, um método iterativo poderá ser utilizado para calcular as variáveis de estado, como por exemplo o fluxo de potência convencional.

O esquema da figura 4.6 possibilita um entendimento da formulação apresentada até então, conforme [Lopes01].

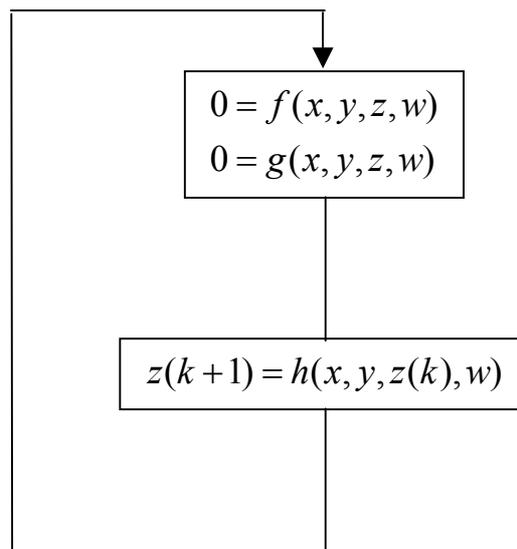


Figura 4.6: Estabilidade de Tensão de Médio Termo

O método de simulação quase dinâmica apresenta algumas vantagens e características próprias que são:

- A resposta dinâmica transitória devido às mudanças discretas, conforme a equação $z(k+1) = h(x, y, z(k), w)$, representa a evolução temporal do sistema após um distúrbio;
- A dinâmica transitória na análise de estabilidade de médio termo tem pouca influência nesta escala temporal, logo, $\dot{x} = 0$ indicando condição de equilíbrio;
- A dinâmica de médio termo é determinada pelos últimos pontos de equilíbrio até que ocorra uma nova transição. As dinâmicas discretas determinam os tempos da transição, conforme a equação $z(k+1) = h(x, y, z(k), w)$;
- A simulação quase dinâmica utiliza um processo iterativo; considerado rápido, para resolução do sistema de equações, dispensando assim a integração numérica;
- A eficiência computacional vem da utilização do processo iterativo, visto que as equações são solucionadas para cada valor z . Verifica-se que a matriz Jacobiana aumentada adotada no método do processo iterativo é bastante esparsa, como no fluxo de potência convencional. Os elementos da matriz Jacobiana que se alteram durante o processo iterativo são apenas as barras que possuem elementos discretos que alteram a característica da rede.

- A matriz Jacobiana aumentada representativa do sistema é dada por:

$$\begin{bmatrix} 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \underbrace{\begin{bmatrix} \frac{\partial f}{\partial x} & \frac{\partial f}{\partial y} \\ \frac{\partial g}{\partial x} & \frac{\partial g}{\partial y} \end{bmatrix}}_{J_{xy}} \cdot \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta y \end{bmatrix} \quad (4.60)$$

- A cada iteração os novos valores de x_i e y_i são adicionados aos valores iniciais x_0 e y_0 e se a diferença absoluta entre g_i e g_0 estiver dentro de uma margem de erro especificada, o sistema convergiu. Caso contrário, o processo se repete até que a convergência seja obtida. Este processo ocorre para cada valor de z . A matriz Jacobiana J_{xy} desempenha papel fundamental na estabilidade de tensão de médio termo, pois a singularidade de J_{xy} é um indicador do ponto de colapso.

4.4 – Ações de Controle

As ações de controle estudadas atualmente pretendem evitar alguns sintomas que precedem o colapso de tensão, como altas perdas e baixa tensão. A estratégia de controle ótimo é desejável pela solução de três modelos de otimização, principalmente pelo incremento de carga do sistema:

- Minimizar as perdas ativas;
- Maximizar a magnitude da tensão;
- Maximizar a carga do sistema.

4.4.1 – Chaveamento de Compensação de Potência Reativa

Se o nível de tensão está abaixo ou acima de um valor de referência equipamentos de compensação de potência reativa podem ser chaveados para aumentar ou diminuir o perfil de tensão local. A determinação do montante de compensação de potência reativa é através do balanço de reativo das fontes e cargas reativas. Os equipamentos chaveados têm variáveis de controle como corrente, fator de potência, tensão e horário. Em [Valadares01], o autor apresenta uma proposta de política de critérios e procedimentos para compensação reativa e controle de tensão. Nesta referência o autor propõe diretrizes

para escolha dos equipamentos e suas localizações com as funções de compensação e de controle de tensão. A figura 4.7 apresenta o resumo descrito na referência.

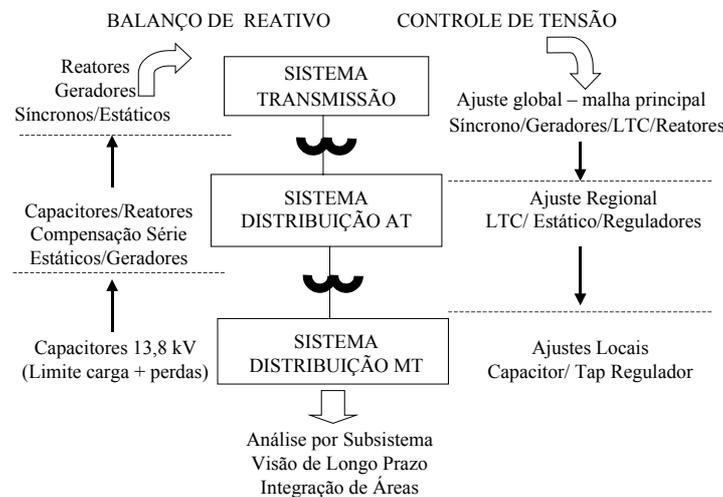


Figura 4.7: Estratégia de Compensação/Controle de Tensão

4.4.2 – Comutação de Tape Sob Carga - LTC

O efeito de restauração através da atuação do LTC após um distúrbio com queda de tensão significativa no sistema tende a recuperar o nível de tensão e a carga. O montante de carga recuperada está diretamente relacionado ao nível de tensão da barra controlada. Como a dinâmica no processo de instabilidade de médio termo é lenta, ações de controle, como por exemplo bloqueio do LTC, podem ser adotadas na tentativa de manter a estabilidade do sistema. A figura 4.8 apresenta um esboço completo do processo [Souza02a, Souza02b].

A figura apresenta duas regiões (pré-distúrbio e pós-distúrbio). P_0 é a característica de carga pré-distúrbio e P é a característica transitória de carga. O ponto P_0 é o ponto de equilíbrio na região pré-distúrbio e P é imediatamente um ponto na região de equilíbrio após a ocorrência de distúrbio. As cargas P e P_0 são iguais em estado permanente e distintas durante a recuperação de carga. Após o distúrbio a carga é reduzida para P e no momento seguinte a atuação do LTC a tende recuperar a carga P_0 , ou seja a inicialmente P aumenta tendendo à P_0 como a trajetória apresentada na figura. A ação do LTC na tentativa de recuperar a carga mantém a carga com as características de potência

constante no médio termo. À medida que o nível de tensão cai a característica transitória passa pelo máximo na região pós-distúrbio, que é a máxima carga que o LTC supre após o distúrbio. Desta forma o LTC pode deteriorar ainda mais as condições de operação do sistema.

O ponto de máximo é a condição ideal para bloqueio do LTC, pois a partir deste ponto a tensão e a carga reduzem levando o sistema ao colapso caso nenhuma ação de bloqueio do LTC não seja adotada. Ferramentas de análise de colapso podem ser úteis para determinação do ponto ótimo.

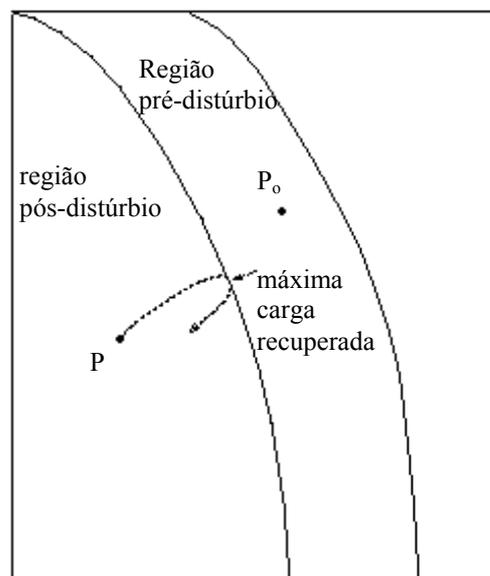


Figura 4.8: Estabilidade de Tensão de Médio Termo

A partir do modelo de fluxo de potência, o sistema de equações pode ser representado por:

$$f(x, \lambda) = 0 \quad (4.61)$$

onde

λ - parâmetro qualquer do sistema;

x - variáveis de estado do sistema.

O vetor tangente num ponto de equilíbrio (j) pode ser obtido diferenciando a equação (4.61) em relação ao parâmetro λ no ponto (j), tem-se:

$$\left. \frac{\partial f}{\partial x} \right|_j \left. \frac{dx}{d\lambda} \right|_j + \left. \frac{\partial f}{\partial \lambda} \right|_j = 0 \quad (4.62)$$

O parâmetro λ é a mudança de tape. Dessa forma, o vetor tangente é dado por:

$$\left. \frac{dx}{d\lambda} \right|_j = - \left(\left. \frac{\partial f}{\partial x} \right|_j \right)^{-1} \left. \frac{\partial f}{\partial \lambda} \right|_j \quad (4.63)$$

onde

$\left. \frac{\partial f}{\partial x} \right|_j$ = matriz Jacobiana no ponto de equilíbrio (j);

$\left. \frac{\partial f}{\partial \lambda} \right|_j$ = derivadas parciais das equações do sistema em relação ao tape.

Trata-se de um vetor nulo, com exceção das derivadas associadas às barras que conectam os LTC [Souza02a, Souza02b]. Ao passar pelo ponto de máxima recuperação de carga verifica-se uma inversão de sinal do vetor tangente, isto ocorre quando:

$$\text{sinal}\left(\left. \frac{dx}{d\lambda} \right|_k\right) \neq \text{sinal}\left(\left. \frac{dx}{d\lambda} \right|_j\right) \quad (4.64)$$

Observe que o modelo apresentado é derivado do modelo estático e deveria incorporar as equações dinâmicas para ser aplicado. Como o LTC é a única ação considerada em cada ponto de operação as equações diferenciais desaparecem e a seguinte redução é válida [Souza02a, Souza02b]:

$$\begin{bmatrix} 0 \\ \Delta g \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial f}{\partial x} & \frac{\partial f}{\partial y} \\ \frac{\partial g}{\partial x} & \frac{\partial g}{\partial y} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta y \end{bmatrix} \quad (4.65)$$

No ponto de equilíbrio $\Delta g = 0$. Logo, a matriz J' é definida como:

$$J' = \left[\begin{array}{cc} \frac{\partial g}{\partial y} & \frac{\partial g}{\partial x} \frac{\partial f^{-1}}{\partial x} \frac{\partial f}{\partial y} \end{array} \right] \Bigg|_{(x_0, y_0)} \quad (4.66)$$

A matriz J' contém implicitamente todos os elementos dinâmicos considerados, como equações da potência reativa em relação ao nível de tensão e todos os demais componentes representados.

Conforme apresentado nas referências [Souza02a, Souza02b], a ação do LTC tende a recuperar o nível que refletida no ponto de operação seguinte, que tende a produzir um melhor perfil de tensão e um ponto de operação estável poderia ser alcançado. É possível que tal ação produza deterioração e que possa levar o sistema para o colapso de tensão. A deterioração do perfil de tensão pela mudança do tape pode ser causada pelo aumento das perdas, pela correção das cargas modeladas, pela interação entre os dispositivos de controle, ou ainda por ajustes de tensão a uma condição operativa particular.

Considerando que o funcionamento do sistema em uma região normal de operação, existe uma correspondência entre a mudança de tape e a variação de tensão da barra controlada. Isto é confirmado por $dV_{int} / d\lambda$, onde índice “int” refere-se à barra de interesse ou controlada. Se $dV_{int} / d\lambda$ apresente o mesmo sinal, o nível de tensão na barra de interesse é corretamente controlado. A partir do instante em que o sinal muda, a ação prevê efeitos contrários ao desejado. A monitoração do índice é suficiente para determinar o momento de bloqueio do LTC [Souza02a, Souza02b].

A ação temporal contínua do LTC pode ser representada pela equação característica:

$$\frac{dtape}{dt} = K(V_0 - V) \quad (4.67)$$

Onde:

K = constante característica do LTC

V_0 = tensão de referência de atuação do LTC

V = tensão controlada pelo LTC

A análise linearizada em torno do ponto de equilíbrio, $V_0 = V$, permite avaliar o comportamento do LTC para condição de máximo nível de tensão na carga, tem-se:

$$\frac{d\Delta tape}{dt} = A \cdot \Delta tape \quad (4.68)$$

$$\frac{d\Delta tape}{dt} = -K \frac{\partial V}{\partial tape} \Delta tape \quad (4.69)$$

Quando há o máximo nível de tensão na carga proporcionado pelo LTC, a equação (4.69) atinge seu valor máximo.

Conclui-se, que conforme a equação (4.54), o modelo de carga representa uma ligação direta entre a carga consumida e o nível de tensão. Então a carga recuperada é máxima quando o nível de tensão é máximo [Souza02a, Souza02b]. Logo, este equacionamento permite determinar não só o instante de bloqueio do LTC como a carga máxima recuperada pelo LTC.

4.4.3 – Redespacho de Potência Reativa

Conforme a definição de colapso de tensão que se inicia localmente espalhando para a vizinhança, desde que conhecida a barra crítica, pode-se determinar as ações de controle. A determinação das ações de controle propostas em [Souza02c] são baseadas em matrizes de sensibilidade calculadas em relação à barra crítica do sistema. Estas matrizes identificam os geradores cuja potência reativa produz maior influência no nível de tensão da barra crítica [Souza06c].

Considerando a matriz Jacobiana J_{com} do sistema como a derivada primeira das equações de potência ativa e reativa de todas as barras, com exceção da barra swing, tem-se:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_g \\ \Delta P_l \\ \Delta Q_g \\ \Delta Q_l \end{bmatrix} = [J_{com}] \cdot \begin{bmatrix} \Delta \theta_g \\ \Delta \theta_l \\ \Delta V_g \\ \Delta V_l \end{bmatrix} \quad (4.70)$$

Onde:

g – geradores;

l – barra de carga.

Considerando que o sistema não sofre nenhuma variação de potência ativa (geração e carga), tem-se:

$$\begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \Delta Q_g \\ \Delta Q_l \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \theta_g \\ \Delta \theta_l \\ \Delta V_g \\ \Delta V_l \end{bmatrix} \quad (4.71)$$

Onde A, B, C e D são submatrizes do J_{com} . Reduzindo J_{com} , tem-se:

$$\begin{bmatrix} \Delta Q_g \\ \Delta Q_l \end{bmatrix} = [J_{RED}] \cdot \begin{bmatrix} \Delta V_g \\ \Delta V_l \end{bmatrix} \quad (4.72)$$

Onde $J_{RED} = D - C A^{-1} B$. O Jacobiano reduzido J_{RED} tem a dimensão $npv + npq \times npv + npq$. A reordenação do J_{RED} de forma que a linha e a coluna associadas a barra crítica (crt) associadas pela última linha e coluna, a linha e coluna associadas a cada gerador (gn) são substituídas na penúltima linha e coluna, obtendo:

$$\begin{bmatrix} \Delta Q_g \\ \Delta Q_l \\ \Delta Q_{gn} \\ \Delta Q_{crt} \end{bmatrix} = [J_{RED}] \cdot \begin{bmatrix} \Delta V_g \\ \Delta V_l \\ \Delta V_{gn} \\ \Delta V_{crt} \end{bmatrix} \quad (4.73)$$

Como o sistema não sofre variação de potência reativa (geração e carga) em todas as barras, exceto nas barras crt e gn, tem-se:

$$\begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \Delta Q_{gn} \\ \Delta Q_{crt} \end{bmatrix} = [J_{RED}] \cdot \begin{bmatrix} \Delta V_g \\ \Delta V_l \\ \Delta V_{gn} \\ \Delta V_{crt} \end{bmatrix} \quad (4.74)$$

Reduzindo J_{RED} , tem-se:

$$\begin{bmatrix} \Delta Q_{gn} \\ \Delta Q_{crt} \end{bmatrix} = [J_{gncrt}] \cdot \begin{bmatrix} \Delta V_{gn} \\ \Delta V_{crt} \end{bmatrix} \quad (4.75)$$

A relação entre ΔV_{crt} e ΔQ_{gn} é obtida pela equação (4.73) e os geradores mais fortemente recomendados para gerar mais potência reativa são identificados. Da equação (4.75) se tem os geradores mais fortemente conectados o sistema da barra crítica.

4.4.4 – Controle Secundário

O controle secundário é feito no controle do nível de tensão na barra piloto, onde magnitude da tensão é controlada, o qual representa o nível de tensão de uma região. Este tipo de controle regional é uma extensão do controle remoto de tensão, como por exemplo um gerador monitorando o nível de tensão de outra barra. Como consequência, o nível de tensão do gerador não é conhecido, mas a variável de estado é calculada. Neste caso o valor ajustado do regulador de tensão, tipo controle secundário de tensão, não somente um gerador, mas alguns geradores devem controlar o nível de tensão na barra piloto. A idéia é identificar o erro do valor desejado da barra piloto para os geradores envolvidos no controle. O sinal de saída do integrador é obtido como consequência do fator de participação de cada gerador. A geração de potência reativa nos geradores altera até desaparecer o erro [Souza02a, Souza02b].

Este controle é limitado pela curva de capacidade das máquinas envolvidas no processo. A referência [Taranto00] apresenta os benefícios deste tipo de controle no Sistema Sul-Sudeste Brasileiro. A figura 4.9 apresenta o esquema deste tipo de controle.

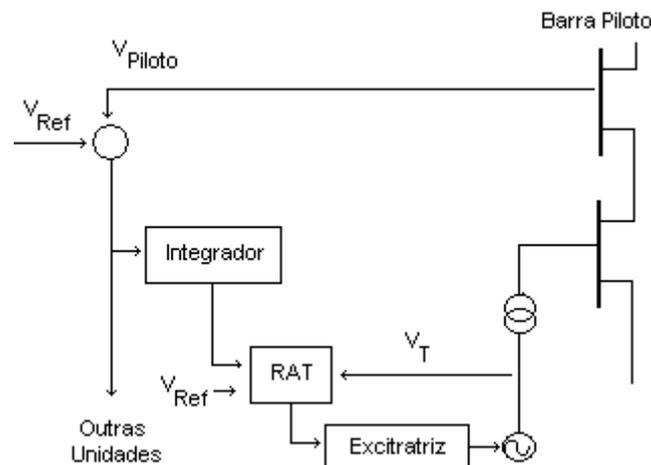


Figura 4.9: Esquema de Controle Secundário

A barra piloto escolhida é a barra crítica sob o ponto de vista de colapso. O fator de participação de cada gerador é determinado para o controle do nível de tensão e são obtidos em função da reserva de potência reativa de cada máquina.

4.4.5 – Corte de Carga

Conforme as referências [Souza02a, Souza02b], considerando que o sistema está operando com baixo perfil de tensão, as ações de controle devem ser capazes de atuar no sentido de aumentar o nível de tensão. Se todas essas medidas falharem duas opções podem aparecer:

1. O sistema pode operar temporariamente em uma condição não satisfatória;
2. O sistema não pode operar sobre a condição imposta.

Se a opção 2 acontece e nenhuma ação de controle está disponível o corte de carga pode ocorrer. O objetivo é encontrar uma condição operativa que não viole o balanço carga – frequência.

O corte de carga deve ser considerado como medida corretiva para problemas de colapso de tensão e de baixo perfil de tensão. As referências [Ajarapu98] e [Granville96] propõem uma solução para o problema, em [Larsson02] o problema de baixo perfil de tensão é

estudado, onde os efeitos do modelo de carga do sistema e o montante de corte de carga são analisados.

A proposta é determinar o montante de corte de carga a ser considerado pelo sistema. O baixo perfil de tensão em uma barra de interesse é monitorado. A idéia é similar ao controle remoto de tensão, amplamente usado na literatura. Neste tipo de controle um gerador monitora o nível de tensão em uma barra de carga remota. O nível de tensão na barra de carga é conhecido, considerando que o nível de tensão do gerador é a variável de estado.

O modelo de fluxo de potência usado é apresentado na equação (4.76)

$$J = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix} \quad (4.76)$$

Na prática o efeito desta implementação é a substituição de uma coluna, desde que as derivadas parciais em relação ao nível de tensão sejam incorporadas na equação (4.76). O objetivo é determinar o montante de corte de carga para manter o nível de tensão no valor pré-especificado. Considerando que o nível de tensão é conhecido, isto é removido da matriz para determinar as variáveis de estado. Entretanto, tal valor é alcançado somente em função do corte de carga, o qual é considerado como as variáveis de estado de acordo com a equação (4.77).

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta P_k \\ \Delta Q_l \\ \Delta Q_k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & \tilde{N} \\ M & \tilde{L} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ -1 \\ 0 \\ \vdots \\ -1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \\ \Delta C \end{bmatrix} \quad (4.77)$$

Na equação (4.77), H , \tilde{N} , M e \tilde{L} são as derivadas parciais da equação de potência ativa e reativa (ΔP e ΔQ) em relação ao ângulo de fase ($\Delta \theta$) e o nível de tensão (ΔV). As

submatrizes \tilde{N} e \tilde{L} diferem da matriz Jacobiana comum porque não contêm as derivadas parciais em relação ao nível de tensão na barra controlada. A última coluna resultante a partir de:

$$P_k = P_{k0}(V, \theta) - \Delta C \quad (4.78)$$

$$Q_k = Q_{k0}(V, \theta) - \Delta C \quad (4.79)$$

Onde k é a barra candidata para experimentar o corte de carga (ΔC).

Algumas observações sobre a equação (4.77) são apresentadas:

- A convergência é obtida normalmente de acordo com o método de Newton-Raphson. Nenhum problema numérico é esperado, visto que as submatrizes não são singulares;
- Somente as equações de fluxo de potência são consideradas. Então, neste estágio, o modelo quase dinâmico não é requerido, embora sua aplicação não cause problema;
- O corte de carga é executado na barra em que o nível de tensão é monitorado. O programa, entretanto, pode lidar com outras combinações de controle de tensão e corte de carga sem nenhuma restrição.

4.5 – Considerações Finais

A influência da máquina síncrona no controle de tensão desempenha função importante na análise de estabilidade de tensão. A representação adequada do modelo de máquina é fundamental na qualidade dos resultados da análise. Algumas simplificações como desprezar a resistência de armadura, tensões de transformação no circuito estator e o efeito de amortecimento da máquina são permitidas na análise de estabilidade de tensão de longa duração. O sistema de controle de excitação ou regulador de tensão desempenha um papel fundamental no controle e proteção do sistema. Este sistema controla também o fluxo de potência reativa entre a máquina e o sistema, o que exerce

influência na estabilidade de tensão. O OXL deve atuar com uma margem de segurança em relação aos limites máximos de sobreaquecimento do enrolamento de campo. A curva de capacidade da máquina síncrona identifica os limites de geração ou absorção de potência reativa.

O motor de indução tem uma grande parcela na participação da carga industrial e sua representação adequada é importante na análise de estabilidade de tensão. Em condições de baixo perfil de tensão o motor de indução em operação pode resultar em falso diagnóstico de colapso tensão. Em relação ao consumo de potência reativa o motor de indução apresenta uma característica de carga tipo potência constante. Assim, quando motor é submetido a baixo nível de tensão o consumo elevado de reativo. Logo é necessária uma representação rigorosa do modelo do motor de indução na análise de estabilidade de tensão.

O LTC apresenta uma dinâmica lenta e que caracteriza a carga como modelo de potência constante. No caso de ocorrência de um distúrbio qualquer considerando a dinâmica estável, verifica-se uma restauração rápida do equilíbrio, tensão e potência, da curva $P \times V$ com relação à característica transitória da carga. A dinâmica lenta do LTC tenta recuperar a tensão e potência junto à carga. A máxima transferência de potência entregue a carga é apresentada pelo ponto M da figura 4.5. A partir daí os pontos de equilíbrio desaparecem e de acordo com a análise da matriz Jacobiana é uma bifurcação do tipo sela-nó.

O modelo dinâmico permite analisar o processo transitório de colapso de tensão, no caso de ocorrência de um distúrbio. Considerando uma condição de equilíbrio após o período transitório a análise de estabilidade de tensão de longo termo é uma alternativa. Neste modelo as equações diferenciais do sistema podem ser anuladas e o modelo algébrico pode ser adotado, visto que elementos discretos movem o sistema de um ponto de equilíbrio a outro.

As ações de controle apresentadas pretendem evitar alguns sintomas que precedem o colapso de tensão, como altas perdas e baixa tensão. A determinação de ações de

controle através de ações locais em mecanismo de controle como chaveamento de compensação reativa para atender um perfil dentro de uma faixa desejável de tensão. A atuação do LTC no controle do perfil de tensão tem um papel fundamental na estabilidade de tensão. A proposta de determinação do instante de bloqueio do LTC tem a função de evitar o comportamento de instabilidade, já que pontos de operação são indesejáveis. O instante de bloqueio do LTC coincide com o ponto de máxima carga recuperada. O redespacho de potência reativa é obtido pelos geradores mais fortemente conectados ao sistema da barra crítica. Já o controle secundário de tensão é limitado pela curva de capacidade de cada máquina envolvida no processo. A adoção da ação de controle de corte de carga como medida corretiva deve ser usada caso as ações anteriores não tenham eficácia.

CAPÍTULO 5 – APLICAÇÃO DA FERRAMENTA QUASE-DINÂMICA

5.1 – Introdução

Depois de rever os conceitos básicos e de aprofundar na conceituação de estabilidade de longo termo serão apresentados, neste capítulo, os resultados de aplicação da ferramenta quase-dinâmica na avaliação do sistema real. Primeiramente, vale ressaltar que a aplicação em um caso real tem como objetivo a validação dessa ferramenta nas análises de planejamento e operação do sistema elétrico da CEMIG.

Iniciam-se as análises pela apresentação e caracterização do sistema elétrico da Região Norte do Estado de Minas Gerais a ser adotado nas simulações da ferramenta quase-dinâmica na avaliação da ação de controle de bloqueio do LTC no sistema. São também identificados os elementos de controle presentes no sistema em análise. Em seguida discute-se os resultados da atuação de cada elemento de controle como: chaveamento de compensação reativa, atuação dos comutadores de tape sob carga - LTC, controle secundário e corte de carga em um sistema de 57 barras do IEEE.

Conforme definições apresentadas no capítulo 1, as restrições ambientais, incertezas econômicas, desregulamentação e carregamento do sistema podem levar o SEP a operar em condições de risco de segurança quanto à instabilidade de tensão. O conhecimento mais profundo do fenômeno é apresentado como: definições de critérios de análise e o desenvolvimento de ferramentas computacionais robustas para aplicação do controle coordenado de tensão e potência reativa.

Procurou-se nesta dissertação a validação da ferramenta quase-dinâmica devido à carência de ferramentas computacionais para avaliar a estabilidade de tensão. Apesar da existência do EUROSTAG, verifica-se dificuldade de aplicação em sistema predominantemente hidráulico e de grandes extensões como o brasileiro, conforme experiência de FURNAS.

Ressalta-se que a ferramenta em análise tem sido foco de desenvolvimento de pesquisa na UNIFEI. Atualmente um Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento - P&D em parceria com a CEMIG e aprovado pela ANEEL que tem como objetivo a aplicação da ferramenta para sistema de grande porte. A aplicação da ferramenta em casos testes, por exemplo IEEE 118 barras, tem apresentado resultados satisfatórios.

Com o conhecimento da atuação dos elementos de controle do sistema analisado, pode-se avaliar o efeito na estabilidade de tensão, utilizando com segurança a adoção de medidas de controle que venham restabelecer as condições de equilíbrio do sistema.

5.2 – Sistema Elétrico

A Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG é a concessionária de geração, transmissão e distribuição, responsável por 96 % do atendimento do Estado de Minas Gerais. O sistema da empresa aponta uma carga de aproximadamente 6.200 MW em 2002.

O sistema utilizado para aplicação da ferramenta quase-dinâmica na análise de bloqueio do LTC foi o sistema elétrico da Região Norte do Estado de Minas Gerais, figura 5.1. O sistema de 57 barras do IEEE será adotado para todas as ações de controles na avaliação da ferramenta em análise.

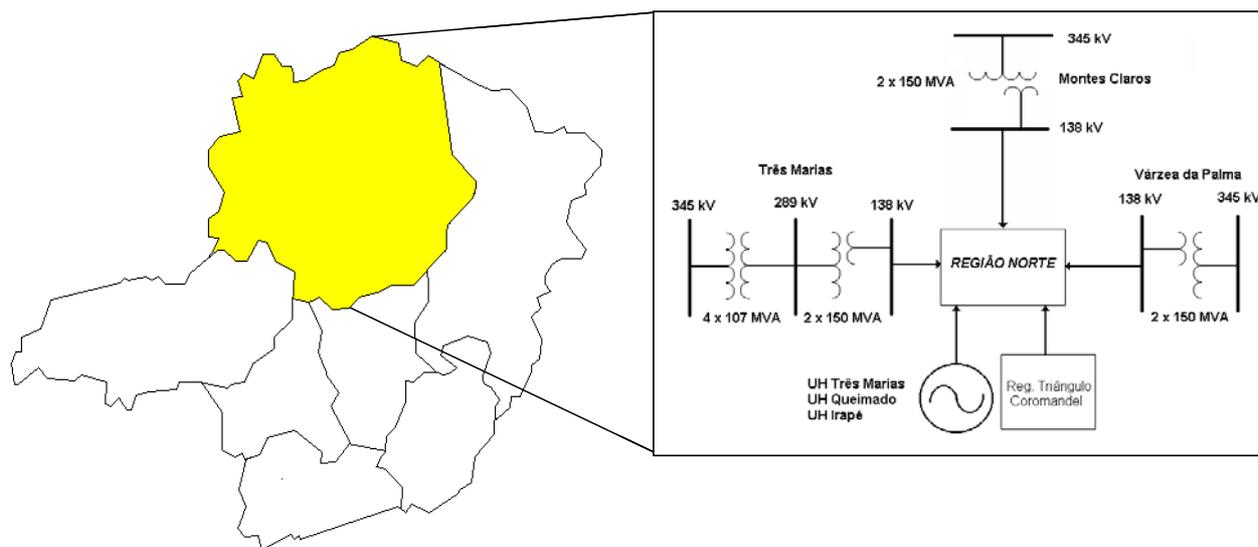


Figura 5.1: Regiões Sistema CEMIG

5.2.1 – Características do Sistema Elétrico

A Região Norte do Estado de Minas Gerais tem um mercado de aproximadamente 760 MW, correspondendo a 12 % do mercado CEMIG. O atendimento do sistema elétrico da região, conforme apresentado na figura 5.2, é através do eixo em 345 kV que interliga as subestações de Três Marias, Várzea da Palma e Montes Claros 2, além da usina hidrelétrica de Três Marias. Foi considerada a previsão de entrada em operação da usina hidrelétrica de Queimado em 2003 e Irapé em 2005.

A região Norte abriga dois pólos de desenvolvimento: Montes Claros e Pirapora e a região Noroeste, cujas principais cidades são Paracatu e Unaí. A região Noroeste de Minas possui grande potencial para a produção de grãos, em especial a soja e o milho. Nessa região, destacam-se diversos setores industriais: cimento, têxteis, biotecnologia, ferroligas, etc. Na atividade agrícola sobressaem dois grandes projetos de irrigação: Jaíba e Gorotuba. As principais atividades produtivas são: agroindústria (Norte e Noroeste de Minas), têxtil, turismo, metalurgia, não-metálico (Norte de Minas).



Figura 5.2: Sistema Elétrico Região Norte

5.2.2 – Controles

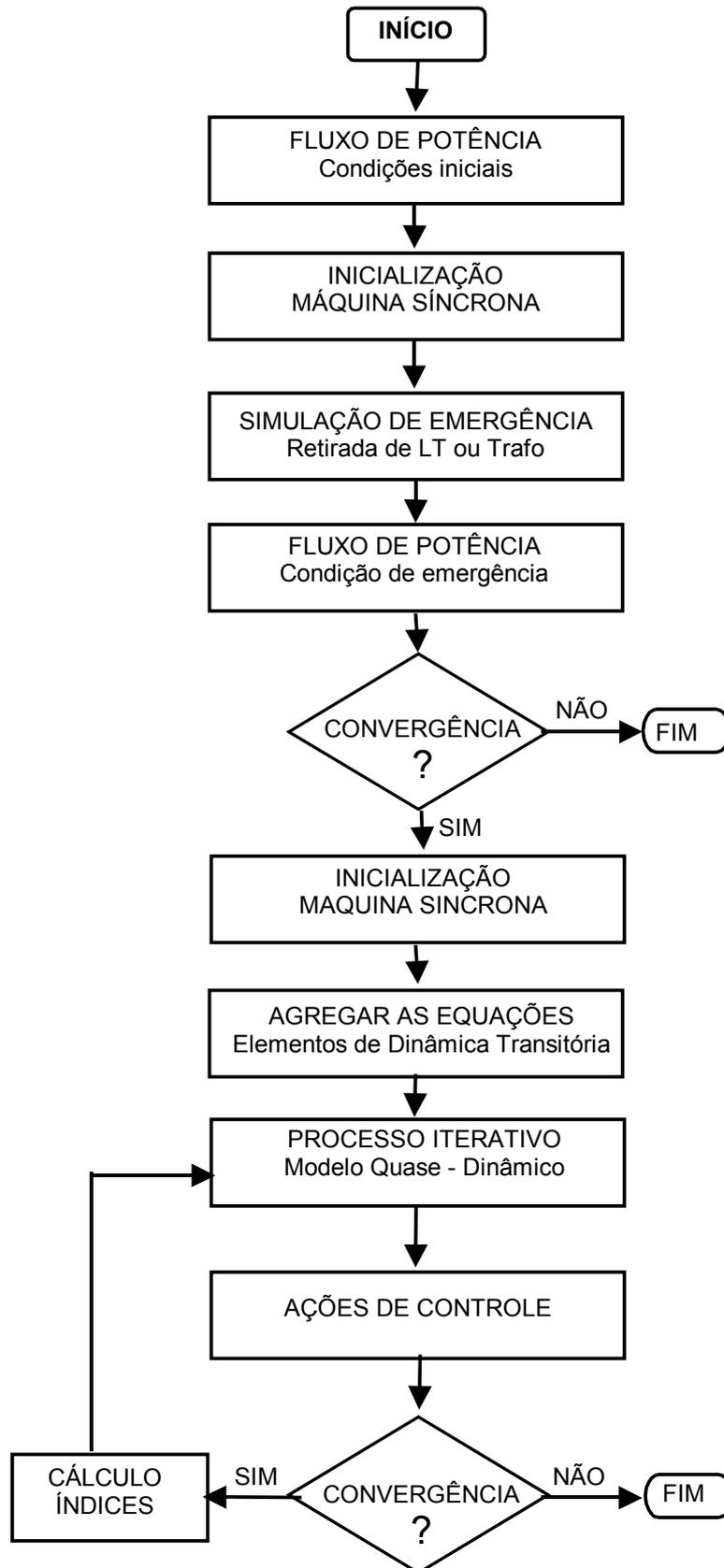
A Região Norte é bem característica em termos de equipamentos de controle presentes no sistema da CEMIG como:

- Comutador de tape sob carga – LTC dos autotransformadores 345/138 kV das subestações Várzea da Palma e Montes Claros;
- Banco de capacitores nas principais subestações da região;
- Geradores nas grandes hidrelétricas de Três Marias, Queimado e Irapé.

O perfil de carga da região é predominantemente industrial nos pólos de Montes Claros, Pirapora e Várzea da Palma, e nos pólos de Paracatu e Janaúba de irrigação.

5.3 – Simulações e Resultados

A ferramenta foi desenvolvida em MATLAB para avaliar o comportamento do sistema frente a um impacto, por exemplo perda de uma LT, e a partir deste ponto a atuação das ações de controle na tentativa de restabelecimento da condição desejável de operação. Considera-se que o novo ponto de equilíbrio é estável dinamicamente, para que se possam realizar as análises de estabilidade de longo termo. Os pontos de equilíbrio do sistema são determinados pelos sucessivos avanços da atuação das ações de controle, como por exemplo atuação do LTC. Para cada processo iterativo executado o sistema é avaliado não somente pelo perfil de tensão nas barras controladas, mas torna-se possível observar a evolução da tensão de campo, ângulo e outras variáveis dos geradores frente o impacto e atuação da ação de controle. Na avaliação das ações de controle na evolução do sistema os índices são aplicados à matriz Jacobiana de fluxo de potência aumentada. A figura 5.3 apresenta o fluxograma da ferramenta quase-dinâmica que permite entender melhor a proposta.

**Figura 5.3: Fluxograma Modelo Quase-Dinâmico**

5.3.1 – Sistema CEMIG

Utilizando a ferramenta proposta de análise quase-dinâmica será possível uma avaliação do comportamento das ações de controle e a sensibilidade do sistema da Região Norte frente às condições de estabilidade de tensão. Nessa avaliação busca-se avaliar principalmente a atuação do LTC para a determinação do instante ideal para bloqueio, de forma a garantir a estabilidade de tensão do sistema. Complementarmente, esta análise poderá subsidiar a priorização das ações de controle, especialmente em relação a uma operação mais segura do sistema.

Premissas básicas

- Sistema adotado nas simulações: utilizou-se como caso base de fluxo de potência do sistema, referente ao caso do Grupo de Trabalho do Planejamento Indicativo – GTPI2000, do CCPE, carga pesada ano 2005. Para simulação no MATLAB tornou-se necessária a adoção de um sistema equivalente, permanecendo apenas o sistema elétrico da Região Norte do Estado de Minas Gerais. Detalhou-se o sistema da região em análise de forma que a avaliação pudesse representar fielmente o sistema. Ressalta-se que no ano de 2005 consideram-se as usinas de Queimado e Irapé em operação no caso base.
- Modelagem de carga: o modelo de carga adotado nas simulações foi potência constante para a parcela ativa e reativa da carga. O modelo escolhido deve-se à dificuldade de medição e também a não representação dos LTC das transformações 138 – 13,8 kV e reguladores da média tensão de distribuição. Ressalta-se ainda que a região apresenta um perfil de carga industrial, além de uma boa parcela de carga ser tipicamente de irrigação. A carga foi representada acumulada na barra de 138 kV das subestações da região.
- Representação dos geradores: foi considerado o limite de geração ativa e reativa dos geradores da região. Devido à dificuldade com os dados de estabilidade dinâmica, fonte base de dados do programa do CEPEL de Análise de Transitórios Eletromagnéticos – ANATEM, foram adotados dados típicos do regulador de velocidade, tensão e sistema de excitação para as máquinas das usinas de Três

Marias, Queimado e Irapé. Considerando desta forma a curva de capacidade de cada gerador na análise quase-dinâmica.

- Representação dos transformadores: no caso base representou-se todos os transformadores elevadores das usinas e abaixadores de 345/138 kV das subestações de transmissão de Três Marias, Várzea da Palma e Montes Claros com os respectivos comutadores de tape sob carga – LTC. Considerando a barra de 138 kV como sendo a barra controlada.
- Compensação de potência reativa: toda a compensação reativa existente no sistema tanto de subtransmissão como de 13,8 kV foi representada acumulada na barra de 138 kV das subestações da região.
- Estabilidade angular do sistema: considera-se que o sistema é dinamicamente estável tanto para o caso base como para todas as emergências simuladas.

Resultados

Neste item são aplicadas as considerações dos capítulos anteriores da ferramenta de análise e observadas as premissas para o sistema equivalente da região Norte. Aqui o objetivo é a determinação do instante de bloqueio do LTC, considerando a emergência da LT 345 kV Três Marias – Várzea da Palma e um aumento de carga de 15% na parcela ativa e reativa de todo o sistema em análise.

Inicialmente procurou-se identificar as barras críticas do sistema, visto que conforme definição de [Souza02a, Souza02b] a barra está associada às variáveis mais sensíveis no ponto de colapso. Logo, disponibilizar informações é crucial, já que para tomar ações de controle de forma a evitar o colapso de tensão. O método do Vetor Tangente apresentado em [Souza99a] mostra que este método tende a antecipar a informação da barra crítica. A figura 5.4 apresenta as barras críticas da região no caso base.

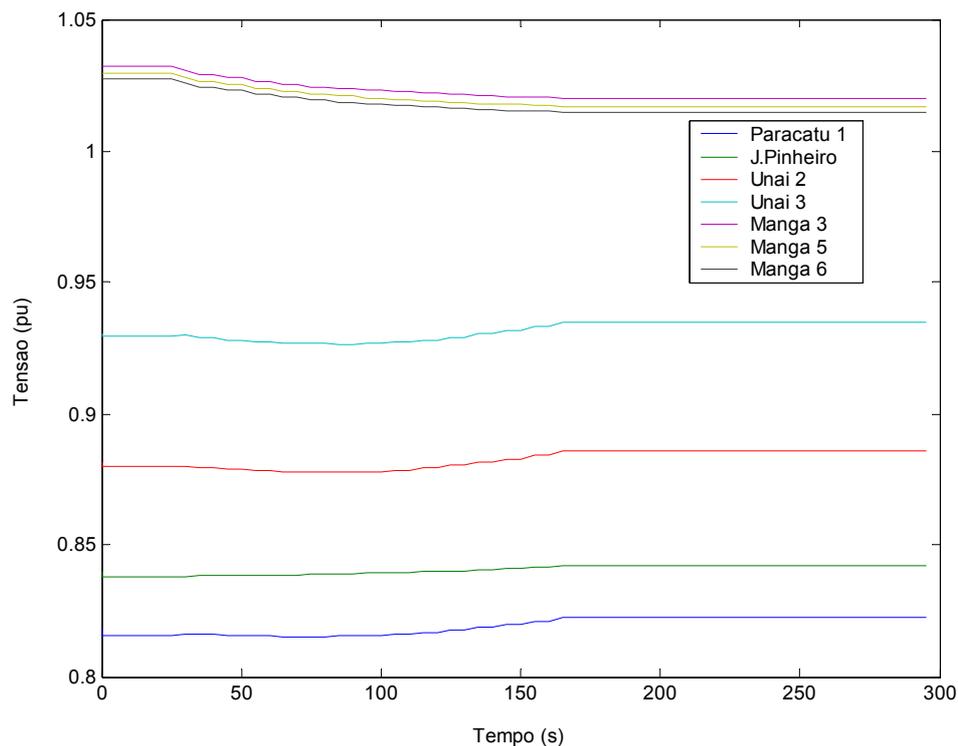


Figura 5.4: Tensão Barras Críticas

Observa-se pela figura que os eixos de Paracatu – Unaí e Janaúba – Manga se apresentam com os pontos críticos do sistema em análise no caso base. Nas simulações de emergências do eixo 345kV Três Marias – Várzea da Palma – Montes Claros e nas transformações de 345/138 kV das subestações Várzea da Palma e Montes Claros verifica-se que as barras de Paracatu, João Pinheiro e Unaí permanecem como barras críticas do sistema em todas as emergências analisadas.

Na análise de atuação de controle do LTC da SE Várzea da Palma foi considerada emergência da LT 345 kV Três Marias – Várzea da Palma e um acréscimo de 15% no patamar de carga pesada da região, após 20 segundos de operação do sistema. A figura 5.5 apresenta o perfil de tensão na barra de 345 e 138 kV da SE Várzea da Palma com atuação do LTC na condição de operação do sistema pós-contingência. Ressalta-se que o sistema é dinamicamente estável nesta nova condição de operação. Como pode-se observar na figura, uma degradação do perfil de tensão no 345 kV e conseqüentemente o aumento de tensão na barra de 138 kV como efeito da restauração de tensão do sistema devido a atuação do LTC. A barra de 138 kV é a barra controlada do LTC da subestação.

Nesta condição verifica-se a atuação do LTC durante todo o período de simulação. O ponto de operação degradado pode levar o sistema ao colapso de tensão devido ao efeito da atuação do LTC. O LTC varia o tap, conforme visto no capítulo 2, excursionando de 0,9 a 1,07 pu, elevando a tensão de 2% na barra de 138 kV e redução de 3% na barra de 345 kV.

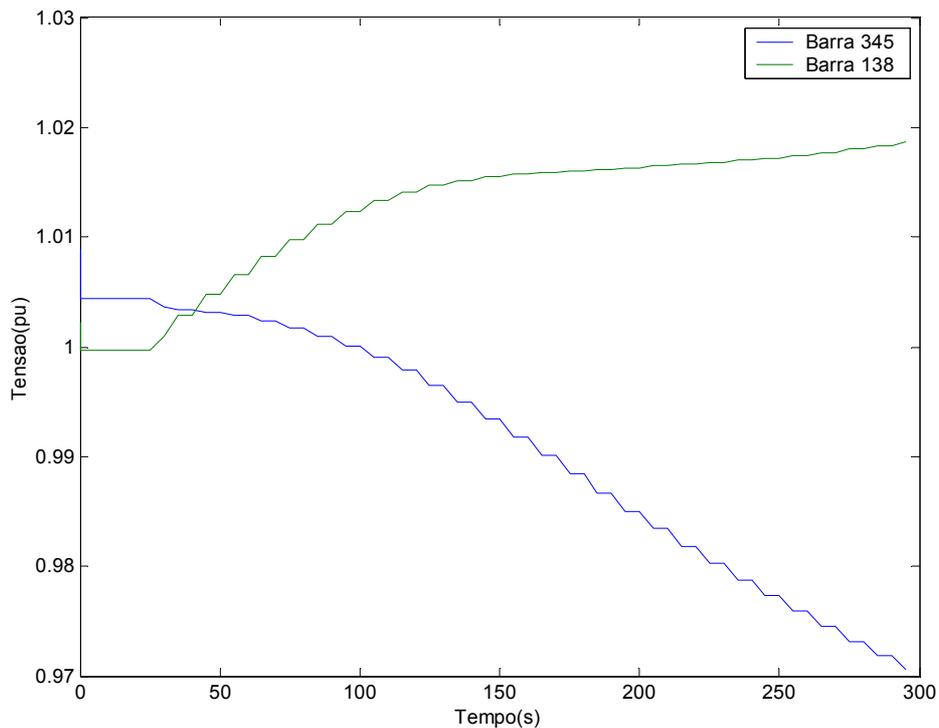


Figura 5.5: Tensão SE Várzea da Palma

A figura 5.6 apresenta o comportamento do índice do vetor tangente frente à variação do LTC durante o período de análise. Conforme apresentado no capítulo 4, quando o vetor tangente muda de sinal, ou passa por zero, tem-se o ponto de máxima recuperação de carga permitido pelo LTC. A partir deste instante a continuação do processo de atuação do LTC tende a degradar o perfil de tensão podendo levar o sistema para área de instabilidade.

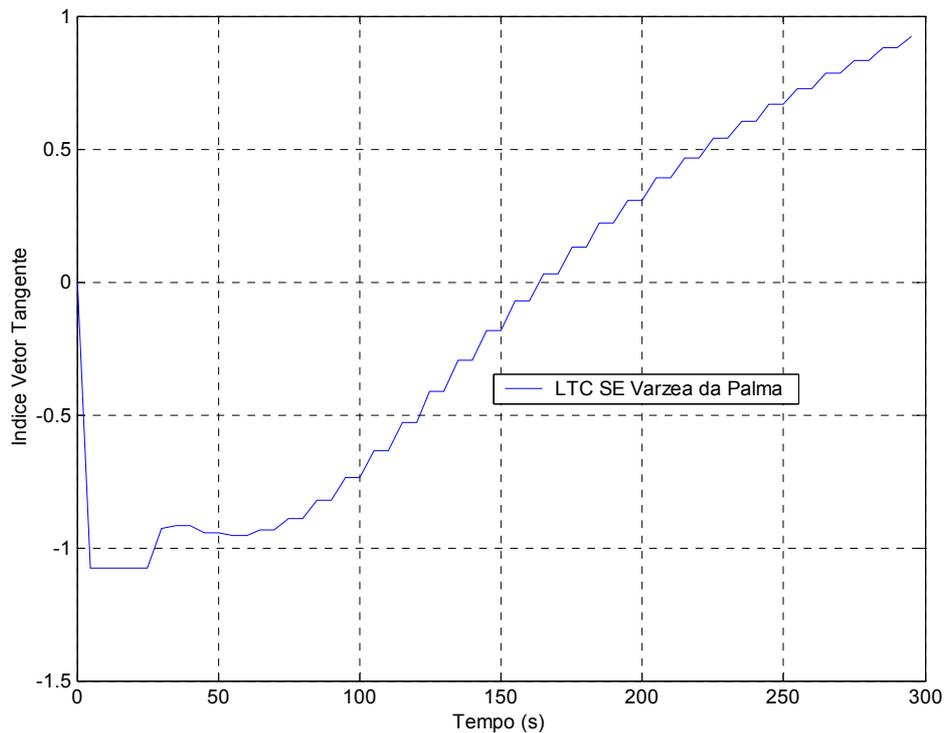


Figura 5.6: Índice de Vetor Tangente

Verifica-se que aproximadamente no instante de 165 segundos o índice do vetor tangente passa por zero. Este instante é o ponto ideal para bloqueio do LTC. Da equação (5.1) pode-se determinar o ponto de máxima carga possível a ser recuperada pelo LTC e o instante que isto ocorre, viabilizando o bloqueio do mesmo.

$$P = P_0 \left(\frac{rV_1}{V_2^0} \right)^2 \quad (5.1)$$

onde

V_1 = tensão na barra primária do LTC

V_2^0 = tensão de referência para atuação do LTC

P_0 = carga inicial a ser recuperada

r = tape do LTC

Logo o equacionamento permite determinar não só o instante de bloqueio, mas também a carga máxima recuperada pelo LTC.

A rotina para determinar o instante de bloqueio é aplicada no programa quase-dinâmico. O resultado apresentado na figura 5.6 visualiza o instante do bloqueio do LTC da transformação da SE Várzea da Palma, determinado pelo monitoramento do índice do vetor tangente.

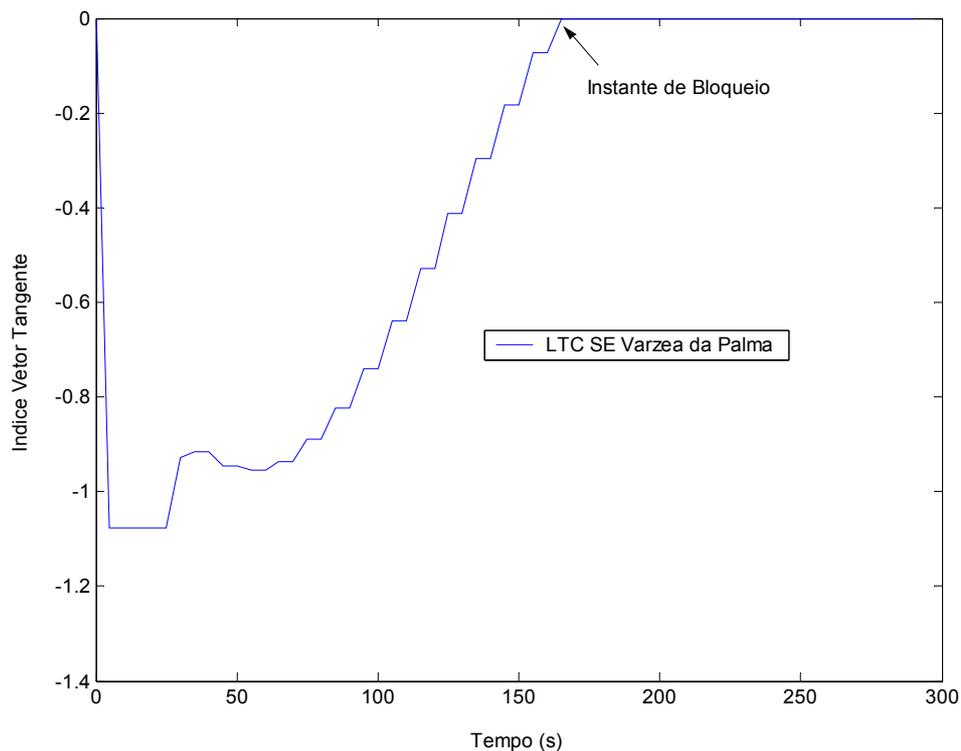


Figura 5.7: Índice de Vetor Tangente com Bloqueio do LTC

Determinado o instante de bloqueio do LTC, a figura 5.8 apresenta o comportamento do perfil de tensão na barra da SE Várzea da Palma com o bloqueio do tape na nova condição de tensão e carga do sistema, após 165 segundos após o distúrbio. O sistema recupera a tensão na barra mantendo estável em torno de 1,015 pu na barra de 138 kV e 0,99 pu na barra de 345 kV. Ações de controles posteriores devem ser tomadas para elevar o perfil de tensão na subestação, porém o bloqueio do LTC impede a degradação do perfil de tensão e proporciona a manutenção da estabilidade do sistema.

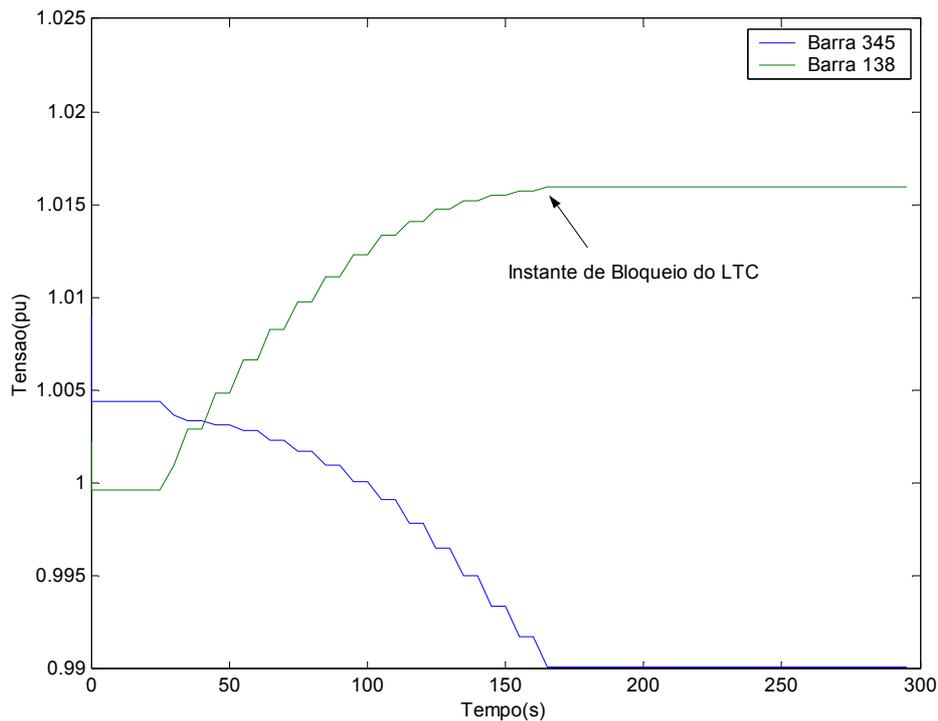


Figura 5.8: Tensão SE Várzea da Palma com Bloqueio do LTC

5.3.2 – Sistema de 57 Barras do IEEE

O sistema adotado para análise das ações de controle apresentadas no capítulo 4 será o sistema do IEEE. Aplicando o modelo quase-dinâmico permite estudar o cenário: uma contingência no sistema, o mesmo pode-se manter estável ao impacto durante o período transitório e após a falta o sistema atinge um ponto de equilíbrio. O baixo perfil de tensão é detectado em algumas barras do sistema e ações de controle atuando na tentativa de recuperação do ponto de operação aceitável. As ações são executadas de acordo com uma hierarquização como por exemplo: chaveamento de compensação reativa, comutação do LTC e controle secundário de tensão. Se o perfil de tensão ainda estiver baixo, depois de esgotados todos os recursos de controle uma ação extrema como corte de carga poderá ser adotada.

Premissas básicas

- Sistema adotado nas simulações: utilizou-se como caso base de fluxo de potência o sistema 57 barras do IEEE.
- Modelagem de carga: o modelo de carga adotado nas simulações foi carga tipo ZIP com 50% potência constante e 50% impedância constante para a carga ativa e reativa.
- Representação dos geradores: foi considerado o modelo tipo 1.1 do IEEE.
- Representação dos transformadores: no caso base representou um LTC ideal, isto é sem perdas, entre as barras 7-29 e 13-14.
- Hierarquia de controle: a seqüência de operação adotada foi baseada em experiência de operação do sistema elétrico brasileiro. Ressalta-se que a hierarquia de controle está associada a cada tipo de equipamento e a prioridade do operador. Nesta aplicação será adotada a seguinte seqüência de atuação das ações de controle: chaveamento de compensação reativa, comutação de tapes do LTC, controle secundário e finalmente corte de carga.
- Compensação de potência reativa: a compensação reativa aplicada na ação de controle de chaveamento de compensação, não foi considerada no caso base.
- Estabilidade angular do sistema: considera-se que o sistema é dinamicamente estável tanto para o caso base como para todas as emergências simuladas.

Resultados

Neste item são aplicadas as considerações dos capítulos anteriores da ferramenta de análise e observadas as premissas para o sistema 57 barras do IEEE. O sistema opera estável até a ocorrência de uma contingência no circuito entre as barras 4 e 6. O sistema é estável durante o transitório e pós-falta. O perfil de tensão é severamente agravado nas barras do sistema, em torno de 0,7 pu. As barras piloto são identificadas como as barras críticas do sistema do ponto de vista de colapso de tensão. A barra 31 é escolhida como a barra piloto do sistema e o nível de tensão controlada nesta barra de 1,0 pu. O perfil de tensão na barra 31 pós-falta é de 0,75 pu, então começa a atuação das ações de controle. Conforme hierarquia de controle proposta, o chaveamento do primeiro estágio

do banco de capacitores ocorre aos 10 segundos (0,075 pu). O processo é repetido aos 15 segundos, pois o perfil de tensão permanece baixo na barra. Após chaveamento de toda compensação (0,15 pu) o perfil de tensão na barra 31 continua baixo, em torno de 0,87 pu, conforme se verifica na figura 5.11.

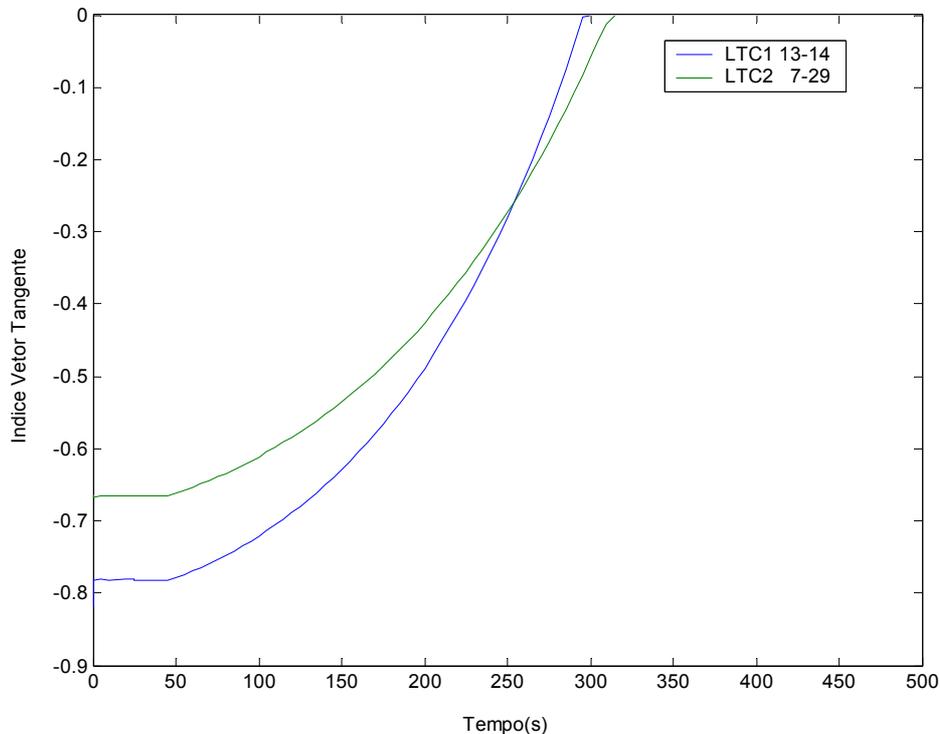


Figura 5.9: Índice de Vetor Tangente com Bloqueio do LTC

Como o chaveamento da compensação não se consegue restaurar o perfil de tensão desejado, a ação de controle de comutação de tape - LTC é ativada. Para que se possa observar o controle do LTC, a partir deste momento submete-se a barra 31 a uma rampa de carga durante 80 segundos, que tende a deteriorar ainda mais o perfil de tensão da barra. Nesta condição serão consideradas atuações dos LTC1 entre as barras 13-14 e o LTC2 entre as barras 7-29. As barras 14 e 29 serão as barras controladas pelos LTC. Neste caso os parâmetros do sistema serão considerados para variação simultânea dos dois LTC. A primeira comutação acontece 20 segundos após o chaveamento do último bloco de compensação. As comutações de tapes acontecerão a cada 5 segundos. A figura 5.9 apresenta a variação do índice do vetor tangente associada com cada LTC em função do tempo até o instante de bloqueio dos LTC, quando o índice desaparece. O bloqueio do LTC1 acontece aos 300 segundos e do LTC2 aos 315 segundos. Verifica-se

que o tape limite não foi atingido, mostrando assim a sensibilidade que o índice proposto tem no bloqueio do LTC.

A figura 5.10 apresenta o perfil de tensão nas barras 14 e 29 que são controladas pelos LTC 1 e 2. Observa-se que aos 300 segundos o LTC1 é bloqueado e o LTC2 continua comutando. Como o LTC2 não é capaz de manter a tensão do sistema, verifica-se uma redução no perfil de tensão na barra 14, após o bloqueio do LTC1. Permanecendo até o instante de 315 segundos, quando o LTC2 é também bloqueado. O perfil de tensão nas barras 14 e 29 permanece constante a partir deste momento. As tensões nas barras 14 e 29 permanecem constantes durante 10 segundos, quando outra ação de controle deverá ser tomada. A tensão na barra 31 depois do bloqueio do LTC2 é de 0,92, ainda abaixo do valor desejado, conforme se verifica na figura 5.11.

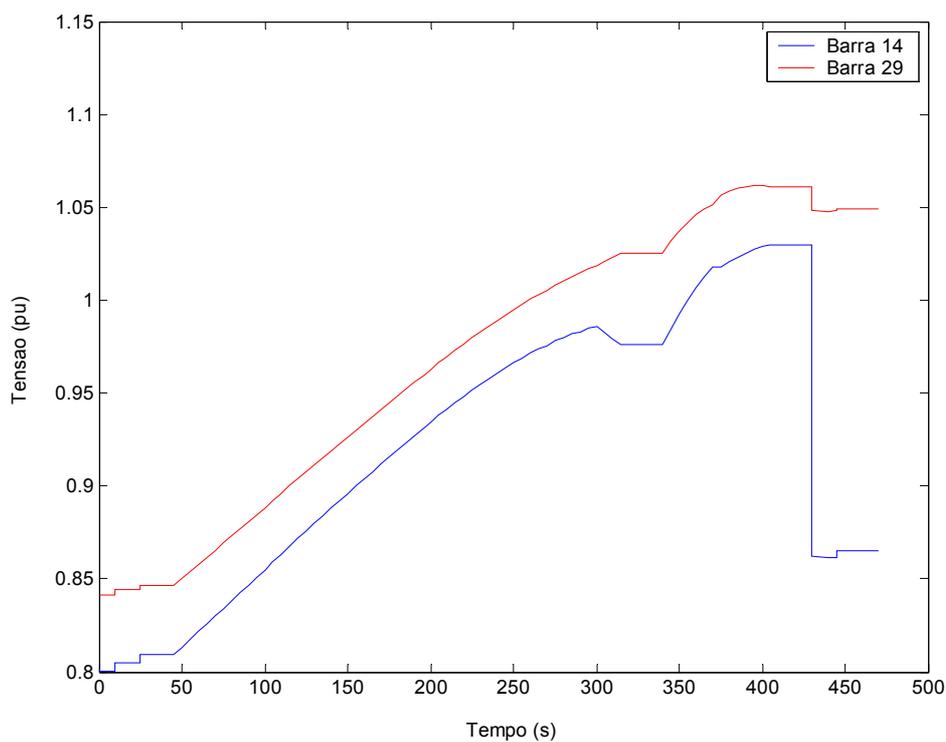


Figura 5.10: Tensão nas barras 14 e 29

A próxima ação de controle a ser adotada é o controle secundário de tensão, através dos geradores 4 e 12 que monitoram a tensão na barra 31. A primeira atuação do controle secundário ocorre 10 segundos após o bloqueio do LTC2, isto é aos 325 segundos. Durante o processo as barras 14, 29 e 31 são submetidas a uma nova rampa de carga

até 380 segundos. O gerador 4 atingiu o limite de corrente de campo aos 325 segundos, ficando apenas o gerador 12 controlando a tensão na barra 31. O perfil de tensão continua sendo recuperado até o instante que o gerador 12 também atinge seu limite de corrente de campo, isto é aos 385 segundos. A partir deste momento o perfil de tensão na barra 31 permanece constante, conforme se verifica na figura 5.11. Ressalta-se que o perfil de tensão na barra 31 (0,981 pu) ainda continua abaixo do valor desejado que é de 1,0 pu. Esgotadas as ações de controle do sistema o nível de tensão é considerado aceitável para barra 31.

No entanto aos 430 segundos ocorre uma contingência na linha entre as barras 5 e 6. A tensão na barra 31 reduz para 0,835 pu, bem abaixo do valor desejado e inferior ao valor mínimo aceitável para operação do sistema. O corte de carga é a única ação de controle a ser implementada para restabelecimento das condições mínimas de operação, considerando que a tensão mínima para operação em condições de emergência é a tensão de 0,85 pu. Um critério de corte de carga poderá ser adotado de forma a manter o perfil de tensão dentro de uma faixa limite de operação da barra controlada. Neste caso será considerado o valor obtido da equação (5.2).

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta P_k \\ \Delta Q \\ \Delta Q_k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & \tilde{N} \\ M & \tilde{L} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ 0 \\ -1 \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \\ -1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \\ \Delta C \end{bmatrix} \quad (5.2)$$

Calculando pela equação (5.2) o corte de carga de 8,84% deverá ser aplicado na barra 31. A seqüência de operação dos elementos de controle do sistema é apresentada na figura 5.11, onde o efeito de cada ação de controle está indicado.

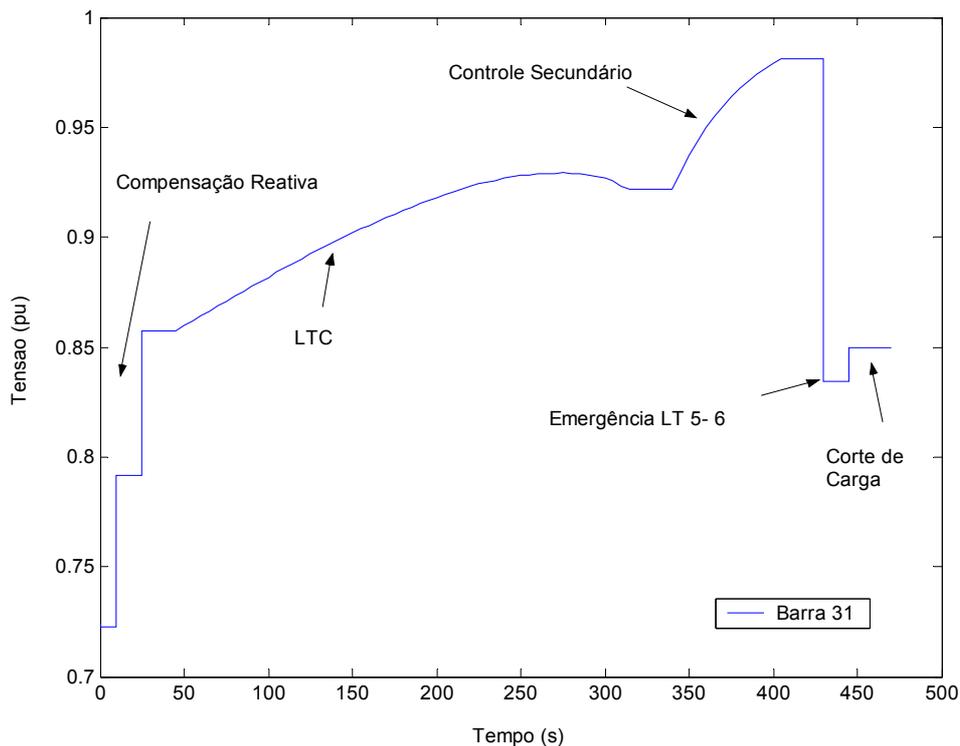


Figura 5.11: Tensão na barra 31 durante as ações de controle

Os resultados apresentados neste capítulo demonstram a eficiência da ferramenta quase-dinâmica de análise de controle de tensão e potência reativa. Outras respostas podem ser obtidas no sistema em função do tempo de atraso de cada tipo de controle, da hierarquia de controle do sistema e das características dos elementos de controle como: vários LTC em cascata, diferentes limites de corrente de campo dos geradores, diferentes estratégias de corte de carga e outras contingências.

5.4 – Considerações Finais

No sistema elétrico brasileiro a operação do sistema baseia-se principalmente na experiência dos operadores na operação segura, controle de tensão e potência reativa. O controle de tensão desempenha função importante na análise de estabilidade de tensão. A ferramenta proposta de análise de controle coordenado de tensão e potência reativa

tem uma importante aplicação para as áreas de planejamento e operação do sistema elétrico.

Neste capítulo foram discutidos importantes problemas de estabilidade de longo termo no sistema de potência, focalizando as ações dos esquemas de controle. Algumas ações de controle foram avaliadas para o sistema real e para o sistema 57 barras do IEEE como chaveamento de compensação, bloqueio de LTC, controle secundário e corte de carga. Através do índice do vetor tangente determina-se o instante de bloqueio de LTC e conseqüentemente a máxima recuperação de carga. Nesta metodologia a comutação de tap, corte de carga e outras ações de controle são parâmetros que são incorporados nas equações de fluxo de potência. Os resultados obtidos mostram que a estabilidade é mantida considerando a recuperação da carga.

As ações de controle aplicadas nos sistemas testes demonstram que o principal objetivo é atender à carga em condições satisfatórias. Várias ações devem ser adotadas para restauração das condições de operação do sistema, antes da adoção do corte de carga como medida de controle.

Ficou evidente a aplicabilidade da ferramenta para avaliação do controle coordenado de tensão e potência reativa que contempla a dinâmica de longo termo. A aplicação das várias ações de controle demonstra a importância de uma hierarquia de controle para operação segura e confiável do sistema. Outra ação é a adoção do corte de carga como medida de controle para restauração das condições mínimas de operação.

CAPÍTULO 6 – CONCLUSÕES FINAIS E DESENVOLVIMENTOS FUTUROS

6.1 – Conclusões Finais

Nesta dissertação apresentou-se uma proposta de validação da ferramenta quase-dinâmica de análise de controle coordenado de tensão e potência reativa em sistemas elétricos. Além de apresentar uma revisão bibliográfica da documentação recente sobre o tema e um estudo matemático de estabilidade de longo termo com aplicação de metodologia do vetor tangente em sistema elétrico. Para elaboração deste texto tornou-se necessária a interação entre empresa e universidade, proporcionando uma troca de experiência acadêmica e profissional na avaliação das ações de controle.

Neste trabalho se discutiu o problema da estabilidade de longo termo em SEP focando as ações dos esquemas de controle. A metodologia aplicada na análise objetiva avaliar as ações de controle para restauração das condições mínimas de operação. As ações de controle muitas vezes são responsáveis por um declínio contínuo da tensão do sistema, ocasionando algumas vezes o colapso de tensão. Estas variações podem levar o sistema à instabilidade, já que os pontos de operação indesejáveis podem ser atingidos. Os pontos de equilíbrio são determinados pela dinâmica de cada elemento de controle, de forma a preservar a estabilidade do sistema. A aplicação do método do vetor tangente para identificação do ponto de colapso para bloqueio do LTC mostrou-se efetiva, já que resultados interessantes foram obtidos, permitindo a manutenção da estabilidade. O modelo quase-dinâmico foi empregado na ferramenta proposta para análise de controle coordenado de tensão e potência reativa em sistemas elétricos.

Os resultados da aplicação da ferramenta apontam a validação das ações de controle, considerando uma hierarquia de controle proposta para atuação dos elementos de controle para garantir a estabilidade do sistema. Para avaliação da ferramenta foi considerado o sistema da Região Norte do Estado de Minas Gerais na aplicação do bloqueio do LTC e o sistema do 57 barras do IEEE para os demais controles. As ações de controle aplicadas nos sistemas testes demonstram que o principal objetivo é atender à

carga em condições satisfatórias. Várias ações devem ser adotadas para restauração das condições de operação do sistema, antes da adoção do corte de carga como medida de controle.

Ficou evidente a aplicabilidade da ferramenta para avaliação do controle coordenado de tensão e potência reativa que contempla dinâmica de longo termo. A aplicação das várias ações de controle demonstra a importância de uma hierarquia de controle para operação segura e confiável do sistema.

6.2 – Desenvolvimentos Futuros

A UNIFEI vem desenvolvendo uma linha de pesquisa sobre o tema estabilidade de longo termo, sendo esta dissertação parte integrante das pesquisas. A ferramenta de análise quase-dinâmica vem sendo foco de pesquisa de vários centros de pesquisa. Assim sendo, as principais conclusões deste trabalho recomendam algumas sugestões para trabalhos futuros:

- Aplicação da ferramenta para avaliação das ações de controle na análise de controle coordenado de tensão e potência reativa pelas áreas de planejamento e operação do sistema elétrico.
- Determinação de uma proposta de hierarquia de controle para operação segura e confiável do sistema elétrico com adoção de técnica de inteligência artificial como a lógica fuzzy.
- Avaliação da margem de estabilidade do sistema com utilização da ferramenta quase-dinâmica na fase de planejamento, como forma de prover o sistema de recursos de controle para melhorar a segurança do sistema.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[Ajarapu98]	AJJARAPU, V., FENG, Z., MARATUKULAN, D. J. <i>A Practical Minimum Load Strategy to Mitigate Voltage Stability</i> ; IEEE Transactions on Power Systems; Vol. 13, Nº 4, November 1998. 1285-1291 pp.
[Albuquerque99]	ALBUQUERQUE, V. O., OLIVEIRA, A. R. C., <i>Metodologia para Controle Hierárquico de Banco de Capacitores e Controle de Tensão</i> ; Il Ciertec, Belo Horizonte, Agosto de 1999,
[Anderson90]	ANDERSON, P. M., AGRAWAL, B. L, NESS, J.E.V. <i>Sub synchronous Resonance in Power System</i> ; IEEE Press, New York,1990.
[Baran99]	BARAN, M. E., HSU, M. Y., <i>Voltage/var Control at Distribution Substations</i> , IEEE Transactions on Power Systems; Vol. 14, Nº 1, February 1999. 312p.
[Blanchon87]	BLANCHON, G., GIRARD, N., LOGEAY, Y., MESLIER, F., <i>New Developments in Planning of Reactive Power Compensation Devices</i> , IEEE/PES Winter Meeting, New Orleans, Louisiana, February 1987.
[Canizares95]	CANIZARES, C. A., <i>Conditions for Saddle-Node Bifurcations in AC/DC Power Systems</i> ; International Journal of Power & Energy Systems. Vol. 17, nº 1, 1995.
[Canizares96]	CANIZARES, C. A., SOUZA, A. C. Z.,QUINTANA, V. H. <i>Comparison of Performance Indices for Detection of Proximity to Voltage Collapse</i> ; IEEE Transactions on Power Systems, vol.11, n.3, pp. 1441-1447, August 1996.
[Capasso78]	CAPASSO, A., MARIANI, E., <i>Influence of Generator Capability Curves Representation on System Voltage and Reactive Power Control Studies</i> ; IEEE Transactions Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-97, nº 4, July 1978. 1036-1041 pp.
[Causarano98]	CAUSARANO, W. J., TARANTO, G. N., FALCÃO, D. M., <i>A Fast Time Domain Simulation Method for Voltage Stability Assessment</i> ; Proceedings VI SEPOPE, Salvador, May 1998.
[Chang02]	CHANG, C., -T, HSU, Y., -Y, <i>Design of UPFC controllers and supplementary damping controller for power transmission control and stability enhancement of longitudinal power system</i> ; IEE Proc. Gener. Transm., Vol. 149, nº 4, July 2002. 463-470 pp.
[Cigré01]	CIGRÉ Task Force 38.02.23. <i>Coordinated Voltage Control in Transmission Network</i> ; CIGRÉ publication, Brazil, July 2001.

[Cigré93]	CIGRÉ Task Force 38.02.10. <i>Modeling of Voltage Collapse Including Dynamic Phenomena</i> ; CIGRÉ Brochure N° 75, Paris, April 1993. 55p.
[Cigré95]	CIGRÉ Task Force 38.02.12. <i>Criteria and Countermeasures for Voltage Collapse</i> ; CIGRÉ publication, Paris, June 1995. 110p.
[Clark90]	CLARK, H. K. , <i>New challenge: Voltage Stability</i> , IEEE Power Engineering Review, 1990.
[Corsi95]	CORSI, S., MARINNIMO, P., LOSIGNORE, N., MORESCHINI, G., PICCINI, G. , <i>Coordination Between the Reactive Power Scheduling Function and the Hierarchical Voltage Control of the EHV ENEL System</i> ; IEEE Transactions Power Systems, Vol. 10, n° 2, May 1995. 686-694 pp.
[Cortez01]	CORTEZ, A. N. , <i>Crítérios e Procedimentos para Avaliação da Estabilidade de Tensão</i> ; Belo Horizonte: Universidade Federal de Minas Gerais, 2001. (Dissertação, Mestrado em Engenharia Elétrica).
[Cotto85]	COTTO, G , <i>Le Réglage Secondaire de Tension</i> ; Revue Générale de L'Electricité, n° 12, 1985
[Cutsem94]	CUTSEM, T. V., JACQUEMART, Y., MARQUET, J. N., PRUVOT, P. , <i>Extensions and Applications of a Mid-term Voltage Stability Method</i> , Proc. Bulk Power System Voltage Phenomena III-Voltage Stability and Security, ECC Inc., Switzerland, August 1994.
[Cutsem95]	CUTSEM, T. V. , <i>An Approach to Corrective Control of Voltage Instability and Simulation and Sensitivity</i> ; IEEE Transactions Power Systems, Vol. 10, n° 2, May 1995. 616p.
[Cutsem95a]	CUTSEM, T. V., JACQUEMART, Y., MARQUET, J. N., PRUVOT, P. , <i>A Comprehensive Analysis of Mind-Term Voltage Stability</i> ; IEEE Transactions Power Systems, Vol. 10, n° 3, August 1995. 1173-1182 pp.
[Cutsem96]	CUTSEM, T. V., VOURNAS, C. D. , <i>Voltage Stability Analysis in Transient and Mind-Term Time Scale</i> ; IEEE Transactions Power Systems, Vol. 11, n° 1, February 1996. 146p.
[Cutsem98]	CUTSEM, T. V., VOURNAS, C. D. , <i>Voltage Stability of Electric Power Systems</i> ; 1ª ed. Massachusetts: Kluwer Academic Publishers, 1998. 378p.
[D'Ajuz87]	D'AJUZ, A. et al. , <i>Equipamentos Elétricos – Especificação e Aplicação em Subestações de Alta Tensão</i> ; Niterói: Universidade Federal Fluminense/EDUFF, 1987.

[FinK98]	FINK, L. H., SON, P. J. M. V., <i>On System Control Within a Restructured Industry</i> ; IEEE Transactions Power Systems, Vol. 13, nº 2, May 1998. 611-616 pp.
[Gao92]	GAO, B., MORISON, G. K. & KUNDUR, P. <i>Voltage Stability Evaluation Using Modal Analysis</i> ; IEEE Transactions on Power Systems. Vol. 7, nº 4, November 1992. 13p.
[Granville96]	GRANVILLE, S, MELLO, J.C.O., MELLO, A.C.G., P. <i>Application of Interior Points Methods to Power Flow Insolvability</i> ; IEEE Transactions on Power Systems. Vol. 11, nº 2, May 1996. 1096-1103 pp.
[Guimarães02]	GUIMARÃES, D. S. <i>Proposta de Critérios e Procedimentos para Aplicação de Compensação Série Capacitiva em Sistemas de Distribuição</i> ; Belo Horizonte: Universidade Federal de Minas Gerais, 2002. (Dissertação, Mestrado em Eng. Elétrica).
[Hermeto96]	HERMETO, A. E. <i>Máquinas Elétricas</i> ; Apostila curso CESE, EFEI, Itajubá, 1996.
[Hecke00]	HECKE, J. V., JANSSENS, N., DEUSE, J., PROMEL, F., <i>Coordinated Voltage Control Experience in Belgium</i> ; CIGRE Paris Session, 2000.
[IEEE90]	IEEE Working group on Voltage Stability. <i>Voltage Stability of Power Systems: Concepts, Analytical Tools, and Industry Experience</i> ; IEEE Special Publication 90TH0358-2-PWR, Piscataway, New Jersey (N.Y.), 1990.
[IEEE95]	IEEE Task Force on Load Representation for Dynamic Performance. <i>Standard Load Models for Power Flow and Dynamic Performance Simulation</i> ; IEEE Transactions on Power Systems. Vol. 10, nº 3, August 1995. 1302-1313 pp
[Ilic95]	ILIC, M. D., LIU, X., LEUNG, G., ATHANS, M., PRUVOT, P., VIALAS, C., <i>Improved Secondary and New Tertiary Voltage Control</i> ; IEEE Transactions on Power Systems; Vol. 10, Nº 4, November 1995. 1851p.
[Kundur94]	KUNDUR, P. <i>Power System Stability and Control</i> ; 1ª ed. New York: McGraw-Hill, 1994. 1176p.
[Kundur97]	KUNDUR, P., Morison, G. K. A Review of Definitions and Classification of Stability Problems in Today; IEEE PES Meeting, New York, Feb.1997.
[Kundur98]	KUNDUR, P., <i>General Introduction and Basic Concepts of Voltage Stability Analysis</i> , In: IEEE PES Summer Meeting, IEEE Special Tutorial Course: Voltage Stability, San Diego, 1998.

[Larsson02]	LARSSON, M., HILL, D., J., OLSSON, G., <i>Emergency Voltage Control Using Search and Predictive Control</i> ; Electric Power Emergency Systems; Vol. 24, 2002, 121-130 pp..
[Löf92]	LÖF, P. A., SMED, T., ANDERSSON, G., HILL, D. J., <i>Fast Calculation of a Voltage Stability Index</i> ; IEEE Transactions on Power Systems; Vol. 10, Nº 1, February 1995. 220-228 pp.
[Lopes01]	LOPES, I. B. L., <i>Análise de Bloqueio de LTC's no Fenômeno de Colapso de Tensão</i> ; Itajubá: Escola Federal de Engenharia de Itajubá, 2001. (Dissertação, Mestrado em Engenharia Elétrica).
[Mansour94]	MANSOUR, Y., <i>Industry Practice in Voltage Stability Analysis Power System</i> ; Proc. Bulk Power Systems Voltage Phenomena III – Voltage Stability and Security, ECC Inc., Switzerland, August 1994.
[Marannimo94]	MARANNIMO, P., BRESESTI, P., DELFANI, M., GRANELLI, G., P., MONTAGNA, M., <i>Voltage Stability Proximity Indicators for Very Short Term Security Assessment</i> ; Proc. Bulk Power Systems Voltage Phenomena III – Voltage Stability and Security, ECC Inc., Switzerland, August 1994.
[Miller82]	MILLER, Timothy J. E. <i>Reactive Power Control in Electric Systems</i> ; 1ª ed. New York: John Wiley & Sons, 1982. 381p.
[Noe72]	NOE, C., RICHERME, G., BLANCHON, G. B., MAURY, F., <i>Le Reglage Automatique de la Tension du Réseau de Transport d'Edf</i> ; RGE Tome 81, nº 5, Maio 1972
[ONS01]	OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA - ONS, Procedimentos de Rede ; Diretrizes e Critérios para Estudos Elétricos; Módulo 23, Submódulo 23.3, Nº 2, Julho 2001, 17-21 pp.
[Overbye98]	OVERBYE, T. J., KLUMP, R. P., <i>Determination of Emergency Power System Voltage Control Actions</i> ; IEEE Transactions on Power Systems; Vol. 13, Nº 1, February 1998. 205-210 pp.
[Paul86]	PAUL, J. P., LEOST, J. Y., TESSERON, J. M., <i>Secondary Voltage Control of the French Extra High Voltage Power System: Present Realization and Future Prospects (Co-ordinated Control)</i> ; Réseaux Électrique,, Materiaels Électrique nº 4, 1986. 59-71p.
[Paul87]	PAUL, J. P., LEOST, J. Y., TESSERON, J. M., <i>Survey of the Secondary Voltage Control in France: Present Realization and Investigations</i> ; IEEE Transactions on Power Systems; Vol. PWRS-2, Nº 2, May 1987. 505-511p

[Paul89]	PAUL, J. P., LEOST, J. Y., LAGONOTTE, P., SABONNADIÈRE, J. C. , <i>Structural Analysis of the Electrical System: Application to Secondary Voltage Control in France</i> ; IEEE Transactions on Power Systems; Vol. 4, Nº 2, May 1987. 479-486p
[Pinto88]	PINTO, D. P. <i>Representação das Cargas nos Estudos de Estabilidade</i> ; Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro, 1988. 270p. (Dissertação, Mestrado em Engenharia Elétrica)
[Pinto98]	PINTO, H. J. C. <i>Análise Modal Aplicada ao Problema da Estabilidade de Tensão</i> ; Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro, 1998. 140p. (Tese, Doutorado em Ciências em Engenharia Elétrica).
[Prada90]	PRADA, R. B. <i>Projeto Estabilidade de Tensão</i> ; Relatórios I, II, III e IV, Eletrobrás, Rio de Janeiro, Abril 1990. 210p.
[Price93]	PRICE W. W. (Chairman – Task Force on Load Representation for Dynamic Performance) . <i>Standard Load Models for Power Flow and Dynamic Performance Simulation</i> ; IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 8, Nº 2, May 1993. 11p.
[Price93a]	PRICE, W. W. (Chairman) – IEEE Task Force on Load Representation for Dynamic Performance. <i>Load Representation for Dynamic Performance Analysis</i> ; IEEE Transactions on Power Systems. Vol. 8, nº 2, May 1993. 11p.
[Price95]	PRICE W. W. (Chairman – Task Force on Load Representation for Dynamic Performance) . <i>Standard Load Models for Power Flow and Dynamic Performance Simulation</i> ; IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10, Nº 3, August 1995. 12p.
[Price95a]	PRICE W. W. <i>Bibliography on Load Models for Power Flow and Dynamic Performance Simulation</i> ; IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10, Nº 1, February 1995. 16p.
[Souza95]	SOUZA, A.C.Z., CAÑZARES,C.A., QUINTANA, V.H. , <i>Comparison of Performance Indices for Detection of Proximity to Voltage Collapse</i> ; 95SM583-5 PWRS, IEEE/PES Summer Meeting, July 1995, Portland, OR
[Souza96]	SOUZA, A. C. Z. <i>New Techniques to Efficiently Determine Proximity to Static Voltage Collapse</i> ; Waterloo: University of Waterloo, 1996. 119p. (Tese, Doutorado em Engenharia Elétrica).

[Souza96a]	SOUZA, A.C.Z., CAÑZARES,C.A., QUINTANA, V.H., <i>Critical Bus and Point of Collapse Determination Using Tangent Vectors</i> ; 28 th North American Power Symposium, M.I.T., 1996. 329-333p
[Souza96b]	SOUZA, A. C. Z., CAÑZARES, C. A., QUINTANA, V. H., <i>New techniques to Speed Up Voltage Collapse Computations Using Tangent Vectors</i> ; IEEE Transactions on Power Systems, PE-219-PWRS-011-1196, November 1996. 8p
[Souza96c]	SOUZA, A. C. Z., BRITO, N. H.M.N, <i>Ações de Controle para Prevenção de Colapso de Tensão: Efeitos e Restrições</i> ; XI CBA, São Paulo, Setembro de 1996, Vol. 3 pp1393-1998
[Souza99a]	SOUZA, A. C. Z., <i>Discussion on Some Voltage Collapse Indices</i> ; Electrical Power Systems Research 53 (2000), March 1999. 6p
[Souza02]	SOUZA, A. C. Z., LOPES, B. I. L., <i>On Multiple Tap-Blocking to Avoid Voltage Collapse</i> ; aprovado pelo IEEE
[Souza02a]	SOUZA, A. C. Z., LOPES, B. I. L., FERREIRA, L. C. A., ALBUQUERQUE,V. O., <i>Bloqueio de LTC como Ação de Controle para Evitar Colapso de Tensão</i> ; Congresso Brasileiro de Automática – CBA, Natal, Setembro 2002
[Souza02b]	SOUZA, A. C. Z., LOPES, B. I. L., ALBUQUERQUE,V. O., <i>Secondary Voltage Control and Tap Changes Applied to Voltage Stability</i> ; VIII SEPOPE, Brasília, Brasil, paper IP-032, Maio 2002
[Souza02c]	SOUZA, A. C. Z. <i>Análise de Estabilidade de Tensão</i> ; FUPAI, Itajubá, 2002.
[Taranto92]	TARANTO, G. N., PINTO, L. M. V. G, PEREIRA, M. V. F., <i>Representation of Facts Devices in Power System Economic Dispatch</i> ; IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 7, nº 2, 572-576p, May 1992.
[Taranto99]	TARANTO, G. N., MARTINS, N., FALCÃO, D. M., BARBOSA, A.C.M., <i>Controle Secundário de Tensão, suas Vantagens e Limitações. Resultados Hipotéticos de sua Utilização na Área Rio</i> ; XV SENPTEE, Grupo IV, Foz do Iguaçu, Brasil, Outubro 1999.
[Taranto00]	TARANTO, G. N., MARTINS, N., FALCÃO, D.M., BARBOSA, A.C.M., SANTOS,M.G., <i>Benefits of Applying Secondary Voltage Control Schemes to the Brazilian System</i> ; Proceedings of the IEEE PES Summer Meeting 2000, Seattle, WA, July 2000, 937-942 pp.

[Taranto01]	TARANTO, G. N., MARQUES, A. B., FALCÃO, D. M., <i>A Supervisory Knowledge-Based System for Monitoring and Control of Regional Voltage Profile</i> ; PPT 2001 IEEE Porto Power Tech Conference, September 2001.
[Taranto02]	TARANTO, G. N., <i>Estabilidade Eletromecânica de Sistemas de Potência</i> ; COPPE, Rio de Janeiro, 2002.
[Taylor94]	TAYLOR, C. W. <i>Power System Voltage Stability</i> ; 1ª ed. New York: McGraw-Hill, 1994. 269p.
[Taylor97]	TAYLOR, C. W. <i>Panel on Stability Terms and Definitions</i> ; New York, February 5, 1997.
[Taylor00]	TAYLOR, C., CHEN, Y., <i>Wide-Area Stability and Voltage Control</i> ; VII SEPOPE, Curitiba, Brazil, May 2000.
[Teixeira91]	TEIXEIRA, J. C. <i>Análise e Aplicação de um Compensador Estático do Tipo Reator Controlado a Tiristores/Capacitores Fixos</i> ; Belo Horizonte: Universidade Federal de Minas Gerais, 1991. 245p. (Dissertação, Mestrado em Engenharia Elétrica).
[Valadares01]	VALADARES, J. R. <i>Proposta de Políticas, Critérios e Procedimentos para Compensação Reativa e Controle de Tensão em Sistema Elétricos de Potência</i> ; Belo Horizonte: Universidade Federal de Minas Gerais, 2001. (Dissertação, Mestrado em Eng. Elétrica).
[Vale99]	VALE, M. H. M., LAMEIRAS, M. S., VALE, M. I. M. e outros, <i>CAT - Controle Automático de Tensão – Pacote Computacional para Controle Sistêmico de Tensão no Sistema de Supervisão e Controle Distribuído da CEMIG</i> ; XV SNPTEE; GOP/16, Foz do Iguaçu Paraná Brasil, Outubro 1999.
[Vu96]	VU, P., PRUVOT, P., LAUNNAY, C., HARMAND, Y., <i>An Improved Voltage Control on Large-Scale Power System</i> ; IEEE Transactions on Power Systems; Vol. 11, Nº 3, August 1996. 1295-1303p.
[XU94]	XU, W., MANSOUR, Y., <i>Voltage Stability Analysis Using Generic Dynamic Load Models</i> ; IEEE Transactions on Power Systems; Vol. 9, Nº 1, February 1994. 479-493 pp.

ANEXO I

Resultados das Simulações do Caso Real – Região Norte de Minas.

Os resultados de fluxo de potência apresentados, a seguir, foram obtidos através das simulações no programa PSSE, sendo, respectivamente:

1ª Simulação – Caso Base

2ª Simulação – Caso Contingência LT 345 Três Marias – Várzea da Palma

3ª Simulação – Caso Contingência LT 345 Várzea da Palma – Montes Claros 2

4ª Simulação – Caso Contingência Auto 345/138 kV Várzea da Palma

5ª Simulação – Caso Contingência Auto 345/138 kV Montes Claros

